



UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

TRABAJO FIN DE ESTUDIOS

Título

Proyecto de central eléctrica undimotriz

Autor/es

MARIO MARTÍNEZ RUIZ DE LA TORRE

Director/es

PEDRO JOSÉ ZORZANO SANTAMARÍA

Facultad

Escuela de Máster y Doctorado de la Universidad de La Rioja

Titulación

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Departamento

INGENIERÍA ELÉCTRICA

Curso académico

2018-19



Proyecto de central eléctrica undimotriz, de MARIO MARTÍNEZ RUIZ DE LA TORRE

(publicada por la Universidad de La Rioja) se difunde bajo una Licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported.

Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los titulares del copyright.

© El autor, 2019

© Universidad de La Rioja, 2019

publicaciones.unirioja.es

E-mail: publicaciones@unirioja.es

Trabajo de Fin de Máster

Proyecto de central eléctrica undimotriz

Autor

Mario Martínez Ruiz de la Torre

Tutor: Pedro José Zorzano Santamaría

MÁSTER:
Máster en Ingeniería Industrial (852M)

Escuela de Máster y Doctorado



AÑO ACADÉMICO: 2018/2019

RESUMEN

En los últimos años, el interés en las energías renovables ha aumentado. Una de las fuentes de energía que menos se utilizan son las de origen marino: como la mareomotriz, la undimotriz, la de las corrientes marinas...

El objetivo de este proyecto es estudiar la viabilidad de una central undimotriz. Se analizarán tres localizaciones distintas para distintos tipos de centrales. La primera central en la costa, la segunda central cercana a la costa y la tercera alejada de la costa.

En cada central se estudiará una tecnología concreta, se analizará las distintas partes que las componen y la forma de producir energía eléctrica.

Además, se calculará el recurso energético disponible en la central, la energía que es capaz de producir la central, las subestaciones necesarias para verter la energía en la red eléctrica, el cálculo de las secciones de los cables, el mantenimiento necesario para el correcto funcionamiento, el impacto medioambiental, el presupuesto previsto a nivel de anteproyecto y el análisis de viabilidad económica de las centrales.

ABSTRACT

In recent years, the interest in renewable energy has increased. One of the least energy sources used is the marine-based energy, such as tide energy, wave energy, sea currents, etc.

The aim of this project is to study the viability of a wave power station. Three different locations for the ocean power plants will be analysed. The first plant will be on-shore, the second will be near the shore and the third one will be far from the coast.

Specific technology will be employed and studied. The different parts of each plant as well as the different forms of energy production will be also analysed.

Moreover, the following points will be calculated throughout the study: the availability of energy resources; the energy that can be produced by the power station; the necessary power substation to supply the energy into the electricity grid; the selection of cables' sections; the required maintenance for the proper functioning of the power stations; the environmental impact of the power stations; the budget and the analysis of the economic viability of the power stations.

Trabajo de Fin de Máster

Memoria

Autor

Mario Martínez Ruiz de la Torre

Tutor: Pedro José Zorzano Santamaría

MÁSTER:

Máster en Ingeniería Industrial (852M)

Escuela de Máster y Doctorado



**UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA**

AÑO ACADÉMICO: 2018/2019

Índice

1. Objeto.....	1
2. Alcance	1
3. Energía undimotriz	1
3.1. Introducción	1
3.2. Situación actual de la tecnología.....	5
3.3. Recurso energético.....	8
3.4. Dispositivos generadores de electricidad	10
4. Marco legal.....	12
5. Desarrollo del proyecto.....	14
5.1. Localización de la central	14
5.2. Alternativas estudiadas	17
5.2.1. Central undimotriz onshore	18
5.2.2. Central undimotriz nearshore	18
5.2.3. Central undimotriz offshore	19
5.3. Descripción de la instalación de generación	20
5.3.1. Dispositivo OWC.....	20
5.3.2. Dispositivo Seabased AB	22
5.3.3. Dispositivo Pelamis P2.....	24
5.4. Producción de energía eléctrica.....	26
5.5. Descripción del conexionado a la red eléctrica.....	27
5.5.1. Conexionado del emplazamiento onshore	27
5.5.2. Conexionado del emplazamiento nearshore	28
5.5.3. Conexionado del emplazamiento offshore	30
5.6. Sección de los conductores	31
5.6.1. Sección de los conductores de la central onshore	31
5.6.1.1. Tramo 1	31
5.6.1.2. Tramo 2	32
5.6.1.3. Tramo 3	32
5.6.1.4. Tramo 4	32
5.6.1.5. Tramo 5	32
5.6.2. Sección de los conductores de la central nearshore.....	32

5.6.2.1.	Tramo 1	32
5.6.2.2.	Tramo 2	33
5.6.2.3.	Tramo 3	33
5.6.3.	Sección de los conductores de la central offshore.....	33
5.6.3.1.	Tramo 1	33
5.7.	Mantenimiento	33
5.7.1.	Mantenimiento de la central onshore	33
5.7.2.	Mantenimiento de la central nearshore	35
5.7.3.	Mantenimiento de la central offshore	36
6.	Impacto medioambiental	39
6.1.	Zona de estudio	39
6.2.	Medio físico	39
6.2.1.	Climatología.....	39
6.2.2.	Geología	43
6.2.3.	Medio biológico.....	43
6.3.	Identificación de impactos y valoración de los mismos.....	46
6.3.1.	Impactos y valoración en la localización onshore	46
6.3.2.	Impactos y valoración en la localización nearshore.....	47
6.3.3.	Impactos y valoración en la localización offshore.....	51
7.	Viabilidad económica	55
7.1.	Presupuestos	55
7.2.	Viabilidad económica	56
8.	Conclusiones.....	56
9.	Bibliografía	59

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Distribución media anual de la energía de las olas. IH Cantabria	3
Ilustración 2: Central undimotriz de Mutriku. Diariorenovable.com.....	4
Ilustración 3: Dispositivo Pelamis en pleno funcionamiento. Wikipedia	7
Ilustración 4: Distribución de las principales plantas undimotrices en Europa. Elaboración propia	8
Ilustración 5: Clasificación de los dispositivos en función de su ubicación. IH Cantabria.....	10
Ilustración 6: Clasificación en función de su orientación frente a la ola. IH Cantabria.....	12
Ilustración 7: Atlas de potencia media del oleaje en España (kW/m). IH Cantabria	15
Ilustración 8: Batimetría de la costa gallega. Portal de la Armada Española (obtenido de EMODnet).....	15
Ilustración 9: Localización de las boyas de estudio. Elaboración propia	16
Ilustración 10: Situación de la Red Eléctrica en el entorno de la hipotética central. REE	17
Ilustración 11: Central undimotriz con tecnología Seabased. Seabased Wave Power	19

Ilustración 12: Interior de un Pelamis. Pelamis Wave Power	20
Ilustración 13: Esquema de cámara de carga de una central con tecnología OWC. Área de proyectos de la UPM	22
Ilustración 14: Componentes principales del Seabased AB. Seabased	23
Ilustración 15: Junta de un Pelamis. Abengoa	24
Ilustración 16: Yugo en la cabeza del Pelamis. Abengoa	26
Ilustración 17: Transformador en el emplazamiento onshore. ABB	28
Ilustración 18: Distintas distribuciones de un parque con Seabased AB. Mikael Bitowt y Malin Johansson	29
Ilustración 19: Ilustración del conexionado del parque nearshore a la red. Seabased	30
Ilustración 20: Simulación de un parque offshore con tecnología Pelamis. Abengoa	31
Ilustración 21: Barco grúa para labores de mantenimiento de Seabased.	35
Ilustración 22. Estrategia de operación y mantenimiento de Pelamis. Estudio de Abengoa	38
Ilustración 23: Temperatura máxima y mínima promedio en Pontevedra. Weather Spark.....	40
Ilustración 24: Categoría de nubosidad en Pontevedra. Weather Spark.....	41
Ilustración 25: Precipitación de lluvia mensual promedio en Pontevedra. Weather Spark	41
Ilustración 26: Velocidad promedio del viento en Pontevedra. Weather Spark	42
Ilustración 27: Dirección del viento en Pontevedra. Weather Spark.....	42
Ilustración 28: Mapa Geológico de la Zona. Instituto Geológico y Minero de España	43
Ilustración 29. Biodiversidad y Áreas Protegidas. Estudio estratégico Ambiental	45
Ilustración 30: Zonificación definitiva de impacto Ambiental. Estudio Estratégico Ambiental ..	46
Ilustración 31: Recursos y actividades pesqueras. Secretaría General de Pesca Marítima	51
Ilustración 32: Tráfico Marítimo en el entorno del Cabo Silleros. SailingHeaven.com.....	54
Ilustración 33: Horas de funcionamiento equivalente por año y por ubicación.....	57

Índice de tablas

Tabla 1: Cuantificación del recurso energético. Energy Ocean System OES-2006	2
Tabla 2: Coste de generación de energía undimotriz en céntimos de euro por kW/h. IDAE-2010	4
Tabla 3: Producción total de energía eléctrica. Elaboración propia	27
Tabla 4: Resumen del presupuesto de la central Onshore	55
Tabla 5: Resumen del presupuesto de la central Nearshore	55
Tabla 6: Resumen del presupuesto de la central Offshore	56

1. OBJETO

El objeto del presente trabajo es el estudio de la central undimotriz, que aprovecha la energía producida por las olas. El fin último del trabajo es comprobar el estado de la tecnología y estudiar la viabilidad de implantar, en alguna localización determinada, alguna de las diferentes tecnologías que permiten su transformación en electricidad.

2. ALCANCE

El proyecto estudiará tres diferentes tecnologías de las presentes en la actualidad, una central en la costa, una central en el mar, pero cercana a la costa y por último una central en alta mar.

Se calcularán las instalaciones, las máquinas, los medios auxiliares de la central, la sección de la línea de evacuación, la subestación y todo lo necesario para el correcto funcionamiento de la central. Además, se estudiará el impacto ambiental de las tres tecnologías escogidas y la viabilidad económica de las mismas. Por último, se realizarán conclusiones sobre el estado de la técnica.

3. ENERGÍA UNDIMOTRIZ

3.1.Introducción

La electricidad se ha convertido en una energía fundamental en la vida del ser humano. Está presente en casi cualquier ámbito y a cualquier escala, desde la doméstica más elemental hasta la industrial. Aún así, en torno a mil millones de personas no tienen acceso a ella.

De los que sí que tienen acceso a ella, cerca del 80% de la energía consumida viene de hidrocarburos. Este fenómeno tiene tres efectos perniciosos: en primer lugar, los hidrocarburos están en manos de pocos países, lo que provoca dependencia sobre ellos. En segundo lugar, los problemas medioambientales que conlleva su utilización. Por último, el hecho de que los hidrocarburos son limitados y su utilización se incrementa, lo que reduce su vida útil.

Por esas razones, en los últimos años se está trabajando en encontrar alternativas que contribuyan a reducir la dependencia de las fuentes de energía fósil, que sean más

respetuosas con el medio ambiente y que provengan de fuentes de energía más accesibles para todos.

En los últimos años han surgido acuerdos y pactos trasnacionales para intentar hacer frente a esta problemática como es el Protocolo de Kyoto o el Acuerdo de París.

Para ello, surgen multitud de tecnologías que pugnan por hacer frente a los combustibles fósiles como alternativas viables económica y técnicamente. Como ejemplo: solar fotovoltaica, biocombustibles, solar térmica, geotérmica, etc...y de todas ellas, de las menos desarrolladas es la que aprovecha la energía de los océanos.

El océano constituye el “almacén” de energía solar más grande en la Tierra. Esto quiere decir que el potencial energético que presentan los mares es enorme. El reto consiste en encontrar tecnologías que sean capaces de aprovechar las diferentes formas de manifestación de energía solar almacenada en energía eléctrica de una forma eficiente y barata. Se trata de una fuente de energía inagotable y muy repartida a lo largo de todo el planeta Tierra.

El potencial mundial estimado de producción anual de energía eléctrica proveniente del océano es 120.000 TWh/año, según la Agencia Internacional de Energía. Las diferentes formas de energía que se manifiestan en el océano y que pueden ser aprovechables para su posterior conversión en electricidad son:

- Energía mareomotriz.
- Energía de las corrientes.
- Energía maremotérmica.
- Energía undimotriz.
- Energía potencial osmótica.

La producción anual de electricidad estimada por cada una de las diferentes manifestaciones energéticas es:

Tabla 1: Cuantificación del recurso energético. Energy Ocean System OES-2006

Maremotriz	Corrientes	Undimotriz	Maremotérmica	Osmótica
300 TWh/año	800 TWh/año	8000-80000 TWh/año	10000 TWh/año	2000 TWh/año

No obstante, a pesar de este potencial, por dificultades técnicas y por mayor inversión en investigación de otras fuentes renovables, este tipo de aprovechamiento está todavía en una etapa relativamente temprana de desarrollo.

Fue a partir de la década de 1970, con el contexto de la Crisis del Petróleo de 1973, cuando se empiezan a poner en marcha investigaciones al respecto de estas tecnologías, pero no es hasta la década de los 90 cuando aparecen proyectos serios de este tipo de centrales. Países como Francia, Reino Unido, España, Suecia y Portugal cuentan con centrales experimentales y centros de investigación.

Concretando en la forma de energía oceánica sobre la la cual versa el proyecto, la energía undimotriz, se define como la energía cinética asociada al movimiento ondulatorio de la superficie del agua del mar. Esta energía se concentra en las costas y es capaz de transmitirse a largas distancias sin apenas perder energía, focalizada principalmente entre las latitudes 40 y 65º Norte y Sur de los océanos Atlántico, Índico y Pacífico.

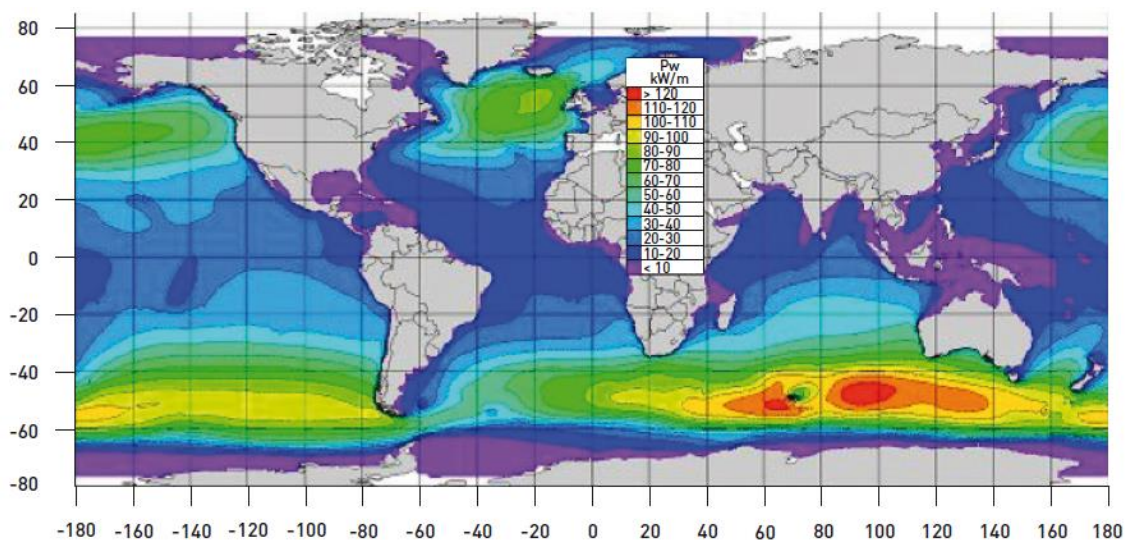


Ilustración 1: Distribución media anual de la energía de las olas. IH Cantabria

La primera patente sobre energía de las olas se registró en Francia en 1799, pero no fue hasta la Crisis del Petróleo de 1973 cuando comenzaron las investigaciones sobre este aprovechamiento del mar, cogiendo fuerza a finales del siglo XX con los primeros parques marítimos experimentales.

Actualmente, hay algunas centrales undimotrices conectadas a la red eléctrica comercial de diversos países europeos, como son los casos del parque en las costas de Sotenäs (Suecia) o el caso español de la central de Mutriku, en las costas vascas.



Ilustración 2: Central undimotriz de Mutriku. Diariorenovable.com

Todas ellas funcionan con tecnologías diferentes, como demostración del crecimiento del interés en este tipo de energía y el estado poco maduro de la misma, que lleva a no tener un sistema que se haya impuesto al resto.

La previsión es que en las próximas décadas se incrementará la investigación en el campo y aumentará la inversión en este tipo de infraestructuras. Según la European Ocean Energy Roadmap, para el 2020 podría alcanzarse hasta una potencia instalada en tecnología undimotriz de 3,6 GW y de 188 GW en 2050.

Tabla 2: Coste de generación de energía undimotriz en céntimos de euro por kW/h. IDAE-2010

Energías del mar	Coste de generación (c€/2010/kWh)										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Características											
Evolución de costes base	LEC no representativo										29,1
Evolución de costes agresiva											18,9
Características	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Evolución de costes base	25,8	23,2	20,9	19,0	17,3	16,2	15,2	14,3	13,5	12,7	
Evolución de costes agresiva	15,9	13,6	11,7	10,2	8,9	8,1	7,4	6,8	6,3	5,8	

Para ello, el IDAE en colaboración con el Instituto Hidrológico de Cantabria llevaron a cabo la elaboración del “Estudio de la Evaluación del Potencial de Energía de las Olas en España”, con el objetivo de trazar un atlas del potencial del recurso de las olas en toda la costa española, para estudiar la energía que hay en cada punto de la geografía costera nacional y facilitar el aprovechamiento del mismo. Este estudio está enmarcado dentro

del “Plan de Energías Renovables 2011-2020”. En él se concluye que la región óptima es la costa gallega, seguido de toda la costa del mar Cantábrico disminuyendo la potencia de oeste a este. A continuación, el litoral norte del archipiélago canario. El Atlántico en el golfo de Cádiz y la costa mediterránea tenían un oleaje demasiado pequeño para ser aprovechado para la transformación eléctrica de sus olas con la tecnología de aquel momento (2010). No obstante, en 2016 se anunció la proyección de una planta undimotriz en el Mediterráneo, en el puerto de Gibraltar: por tanto, es plausible que en un futuro esta tecnología pueda ser explotada incluso en el mar Mediterráneo.

La previsión de este plan establecía una potencia instalada de 10 MW en el año 2016 en España, con una potencia para 2025 de 100 MW. Sin embargo, el abandono de algunos proyectos y el freno de las inversiones en este sector motivado por la crisis económica llevan a pensar que estos objetivos distan mucho de ser cumplidos, teniendo cuenta que, a fecha de diciembre de 2018, tan solo hay instalados 300 kW.

3.2.Situación actual de la tecnología

En España existen algunos proyectos que se han llevado a cabo, y también otros que están paralizados o donde las empresas privadas que los desarrollaban han decidido trasladar la investigación a otras latitudes.

Cataluña: la empresa ABENCIS SEAPOWER, S.L. posee una patente en explotación de un sistema de bombeo accionable por el oleaje, y desde 2010 ha desarrollado su aprovechamiento eléctrico, instalando y probando (hasta junio de 2011) en la costa catalana, una planta de demostración en el puerto de Sant Feliu de Guíxols (Gerona).

En el **País Vasco:** en la ciudad guipuzcoana de Mutriku se construyó en 2011, al abrigo del dique de su puerto, una central undimotriz del tipo Oscillant Water Column (OWC) utilizando la tecnología escocesa de la empresa Wavegen, constituyendo una de las primeras centrales undimotrices conectada a la red comercial. Además, en Pasajes se ha realizado pruebas unos meses en 2008 de un prototipo captador de energía de las olas de tipo atenuador y tecnología netamente española, de la empresa Oceantec Energías Marinas. Se trata de un proyecto nacional todavía en fase de prueba desarrollado por Iberdrola y Tecnalia.

Cantabria: Iberdrola desarrolló un proyecto utilizando la tecnología Ocean Power Technologies (OPT). En 2009 colocó en el mar, a 3 km de Santoña, un prototipo de central undimotriz. No obstante, Iberdrola se llevó la siguiente fase de desarrollo a Escocia. También se está llevando a cabo el proyecto WAVEPORT, en el que se está ensayando la viabilidad de una central PowerBuoy 150, con todos los elementos para su funcionamiento.

En Canarias: Hay varios proyectos que se están desarrollando. Proyecto WELCOME (Wave Energy Lift Converter España) que está creando un prototipo de generador undimotriz a escala. Proyecto INNPACTO WAVE ENERGY, que busca mejorar los medios auxiliares más que generadores eléctricos en sí. Proyecto UNDIGEN, se han llevado a cabo la construcción de un prototipo de generador llamado Power Take-Off (PTO) basado en un generador lineal de reluctancia conmutada. Por último, la empresa Seabased ha comenzado a realizar estudios para implantar un parque undimotriz con la tecnología propia.

Galicia: existe un proyecto con tecnología de la empresa Pelamis, tecnología que ya funciona en Portugal, un proyecto con OWC al igual que en Mutriku y otros proyectos aún en desarrollo.

Asturias: existen proyectos todavía en fase experimental.

A nivel internacional, Europa destaca por la apuesta en estas tecnologías. En las Islas de Orkney, en Escocia, se encuentra el Centro Europeo de Energía Marina. Allí se encuentran las principales investigaciones en el sector.

A nivel comercial, la mencionada central de Mutriku, que utiliza tecnología OWC, se convirtió en el año 2011 en una de las primeras centrales undimotrices conectadas a la red convencional, y si bien su rendimiento no se ha ajustado a los cálculos previstos, se ha convertido en referencia en el sector y en una planta de ensayos a escala real.

En el año 2007 se pusieron en marcha dos plantas en prueba en la costa portuguesa que hoy en día también están conectadas a la red convencional.

En primer lugar, al norte de Portugal, a 5 km de la costa de freguesía de Póvoa de Varzim, distrito de Oporto se encuentra la Aguçadoura Wave Farm de la compañía Pelamis que tiene conectadas 2,25 MW de potencia a la red portuguesa.



Ilustración 3: Dispositivo Pelamis en pleno funcionamiento. Wikipedia

En segundo lugar, en Peniche, distrito de Leiria, se encuentra la Peniche Test Site que utiliza la tecnología WaveRoller pero que está en un grado de desarrollo inferior que la tecnología Pelamis.

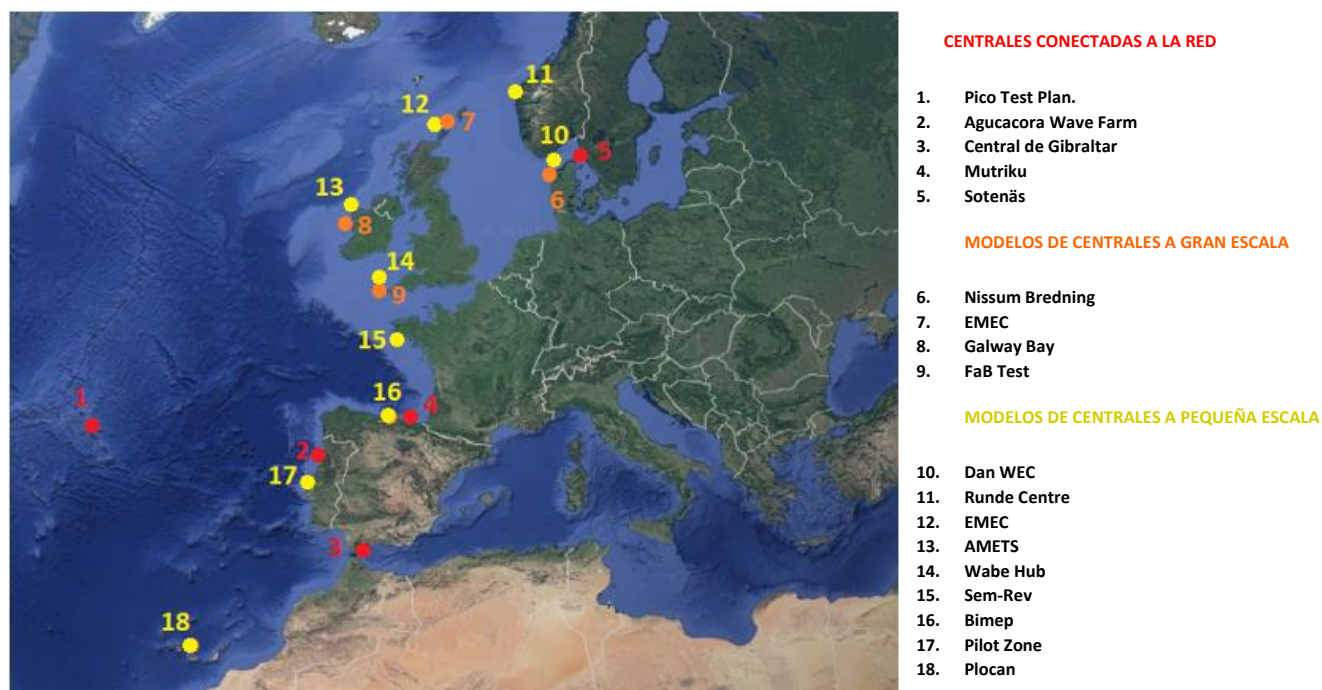
Aunque la primera experiencia a gran escala conectada a la red comercial en Portugal fue en el año 1999, en la isla Pico del archipiélago de las Azores (Pico Test Plant), se realizó con una tecnología inmadura en comparación con la tecnología OWC de Mutriku.

En el año 2003, en la costa sueca de Lysekil, se construyó la central experimental de Lysekil de la empresa Seabased. En el año 2006 se conectó a la red eléctrica, y en el año 2012 entró en funcionamiento muy cerca de allí, en la costa de Sötenas, la central con su mismo nombre y construída por la misma compañía, siendo ésta ya puramente comercial.

Actualmente, la empresa Seabased está construyendo una central en Ghana y está valorando la posibilidad de construir una central en las Islas Canarias.

En el año 2016 el gobierno gibraltareño y la empresa israelí Eco Wave Power han acordado la construcción de una central undimotriz en el puerto del Peñón. De momento han instalado 0,5 kW de potencia, requiriendo muy poca obra civil en comparación con otras tecnologías *onshore*, con la consiguiente reducción del impacto medioambiental.

Además de las mencionadas, hay multitud de centrales pilotos a lo largo de Europa en mayor o menor grado de desarrollo. A modo de resumen se presenta el siguiente mapa con su ubicación.



*Ilustración 4: Distribución de las principales plantas undimotrices en Europa.
Elaboración propia*

3.3.Recurso energético

El recurso que aprovechan estas tecnologías undimotrices es el contenido en la energía cinética de las olas. Una ola es una onda que se transmite a través de la superficie de masas de agua tales como lagos, mares, océanos, etc...

Es una forma de almacenamiento de energía del sol. La radiación solar calienta las masas de agua líquida sobre la Tierra, ésta calienta el aire que sobre ella se encuentra, genera diferencias de densidad (y de presión: el peso de la columna de aire sobre la superficie terrestre es la presión atmosférica) que provocan el viento, y es éste el que provoca el oleaje. Por tanto, las olas se generan como consecuencia de la fricción que existe entre la superficie del mar y el viento.

El viento genera en el agua pequeñas arrugas y se produce un pequeño arrastre. Conforme este arrastre se intensifica se va perdiendo la lisura de la superficie del mar y estas arrugas se intensifican generando olas más grandes. Por efecto de la gravedad y

de la tensión superficial el agua tiende a adquirir el estado de lisura de nuevo, lo que provoca el avance de la ola.

Existe una relación directa entre la altura de la ola y la energía que la ola puede extraer del viento (efecto vela), generando una retroalimentación positiva. La altura de la ola depende de la velocidad del viento, de su persistencia en el tiempo y la estabilidad de la dirección.

Una de las características de las olas es que pueden “viajar” largas distancias sin apenas perder energía, por eso es posible observar oleaje con cierta altura en lugares de costa cuando apenas se perciben perturbaciones en alta mar.

El oleaje no es un fenómeno estacionario ni tampoco homogéneo. Las olas no tienen por qué compartir altura ni periodo ni ningún otro parámetro. Por tanto, se considera el oleaje como un proceso estocástico.

Es el fenómeno del oleaje un proceso muy difícil de prever. Para simplificar su estudio se le requiere una serie de propiedades. El oleaje debe ser débilmente estacionario, esto es, que las propiedades estadísticas permanezcan constantes a lo largo del tiempo. No obstante, el oleaje es una respuesta ante condiciones atmosféricas no estacionarias. Por eso, para asumir esta propiedad, es necesario estudiar procesos en un periodo de tiempo muy pequeño. Este intervalo de tiempo en el que el proceso se puede considerar débilmente estacionario se le conoce como estado del mar. Aún así, este periodo de tiempo tiene que ser lo suficientemente largo como para que pueda ser estudiado desde una perspectiva estadística. Este tiempo se suele tomar en torno a la media hora.

El análisis estadístico y espectral se denomina análisis a corto plazo, y se describe mediante parámetros de estados de mar. Conociendo estos parámetros, el proceso estocástico puede ser reconstruido o simulado.

Uniando diferentes estados del mar se puede construir una serie temporal de estados de mar. Las diferentes características estadísticas de una serie temporal permiten describir el clima marítimo a largo plazo.

3.4. Dispositivos generadores de electricidad

La parte central de una planta undimotriz son los convertidores de energía o Wave Energy Converters (WECs). Los diferentes dispositivos se pueden clasificar atendiendo a distintos criterios:

- En función de su ubicación.
 - Dispositivos que se encuentran en la costa (onshore).

Son estructuras apoyadas en las rocas, construidas o apoyadas en diques de protección (espigones de puertos o malecones), en las playas, a cota 0 o en el fondo de aguas poco profundas.

Son los conocidos como dispositivos de primera generación.

- Dispositivos que se encuentran cerca de la costa (nearshore).

Son los dispositivos que se encuentran a una distancia de unos cientos de metros a unas profundidades de entre 10 y 40 m. Dispositivos flotantes o apoyados por gravedad al fondo. Conocidos como dispositivos de segunda generación.

- Dispositivos fuera de la costa (offshore).

Alejado unos kilómetros de la costa. Son dispositivos flotantes o sumergidos que se encuentran en aguas profundas (mayores de 40 m). Son los que más potencia tienen instalada. Son los dispositivos de tercera generación.

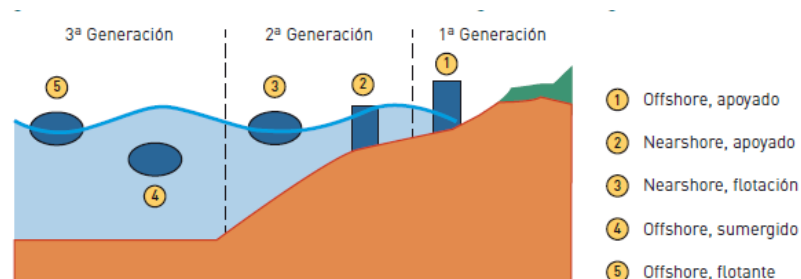


Ilustración 5: Clasificación de los dispositivos en función de su ubicación. IH Cantabria

- En función del principio de funcionamiento o captación del dispositivo.
 - Diferencias de presión en un fluido.

El oleaje crea una diferencia de presión en un fluido pensado para tal fin.

El caso más utilizado es el OWC.
 - Cuerpos flotantes.

Se genera un movimiento de oscilación, en torno a un eje, en dirección vertical, en dirección horizontal o con una combinación de ambos, sobre un cuerpo que flota en el agua. Además, este movimiento puede ser absoluto entre el cuerpo flotante y una referencia externa o bien movimiento relativo entre los cuerpos. El más conocido es el dispositivo Pelamis.
 - Sistemas de rebosamiento y/o impacto.

Las olas inciden sobre una estructura con objeto de absorber este impacto y que se aumente la energía cinética y/o potencial. Los sistemas de rebosamiento permiten el paso de agua sobre ellos, mientras que el de impacto de las olas hace que ésta golpee sobre la estructura para actuar como transmisión.
- En función del tamaño y orientación del dispositivo respecto al frente de ola.
 - Absorbedores puntuales.

Estructuras de tamaño reducido en comparación con la ola. Son capaces de absorber la ola incidente y también la del entorno, pudiendo captar la ola en cualquier dirección.
 - Totalizadores o terminadores.

Se sitúan de forma perpendicular a la dirección de avance de la ola, captando la energía de un viaje.
 - Atenuadores.

Estructuras alargadas colocadas en dirección al avance de la ola.

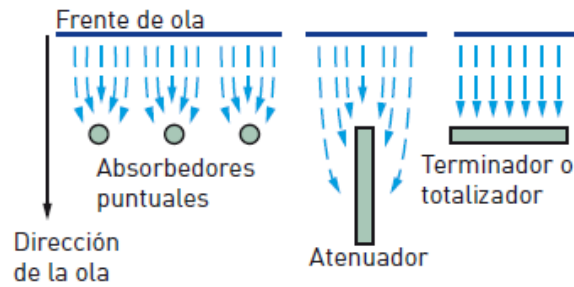


Ilustración 6: Clasificación en función de su orientación frente a la ola. IH Cantabria

- Según su comportamiento dinámico.

- Activos.

La energía se obtiene mediante el movimiento relativo que la ola provoca entre las partes fijas de la estructura y las móviles.

- Pasivos.

La energía se obtiene directamente del movimiento que el agua provoca en el dispositivo.

4. MARCO LEGAL

- Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/931/2015, de 20 de mayo, se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, (BOE 22/05/2015) por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia.
- Orden IET/1344/2015, de 2 de julio (BOE 07/07/2015) se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Resolución de 15 de julio de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE 25/07/2015) se inscriben en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación las instalaciones incluidas en el cupo previsto en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; y se declaran no inscritas o inadmitidas el resto de instalaciones que solicitaron su inclusión en dicho cupo.
- Reglamento (CE) nº 14/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003. (Texto pertinente a efectos del EEE).
- Reglamento (CE) nº 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación

económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía. (Texto pertinente a efectos del EEE).

- Directiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura. (Texto pertinente a efectos del EEE).
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. (Texto pertinente a efectos del EEE).
- Directiva 2009/45/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de mayo de 2009, sobre las reglas y normas de seguridad aplicables a los buques de pasaje. (Versión refundida) .(Texto pertinente a efectos del EEE).
- Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. (Texto pertinente a efectos del EEE).

5. DESARROLLO DEL PROYECTO

5.1.Localización de la central

En el año 2011 el IDAE junto con el Instituto Hidrológico de Cantabria llevaron a cabo un Atlas sobre la energía aprovechable por las olas en la costa española. El resultado fue el siguiente:



Ilustración 7: Atlas de potencia media del oleaje en España (kW/m). IH Cantabria

Como se comentó con anterioridad, la costa gallega es la óptima desde un punto de vista técnico para el aprovechamiento de este tipo de tecnología. Por tanto, el estudio se realizará en dicha zona de España.

Se realizará en la zona gallega que da al océano Atlántico, en las provincias de A Coruña o de Pontevedra.

Puesto que algunas de las tecnologías undimotrices precisan de anclaje al lecho marino, se va a estudiar la batimetría de la costa gallega.

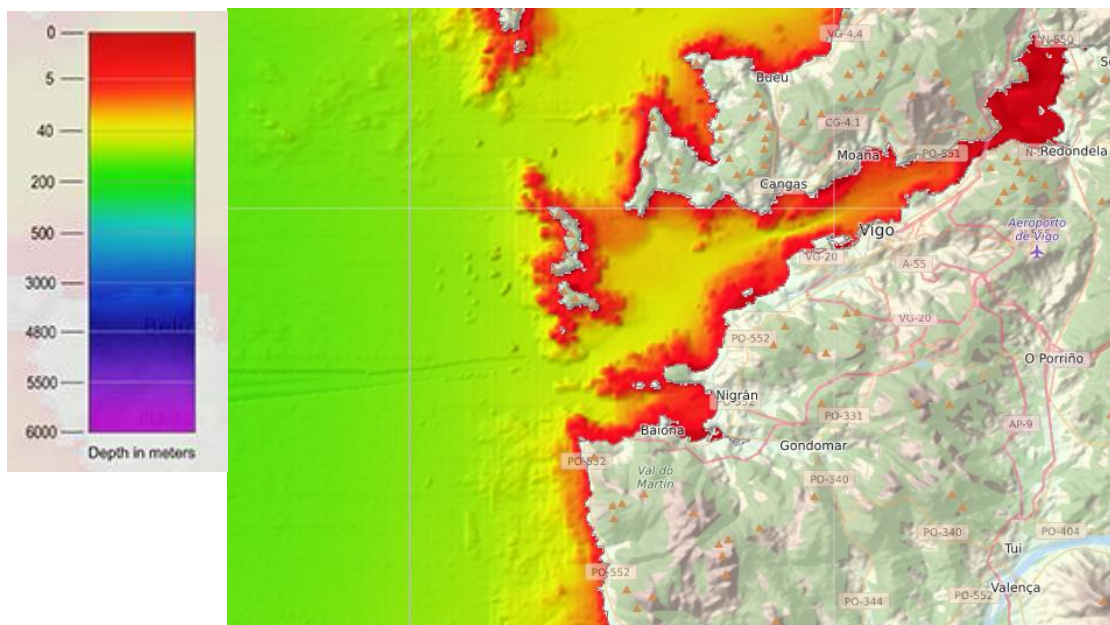


Ilustración 8: Batimetría de la costa gallega. Portal de la Armada Española (obtenido de EMODnet)

La zona que se va a seleccionar está situada en la costa en la costa del entorno del cabo Silleros. El emplazamiento a estudiar tiene una batimetría comprendida entre menos de 25 m de profundidad junto a la costa y los 125 metros a 8 km de distancia de la orilla.

En la zona se encuentran tres boyas de medición de diferentes parámetros, cada una a una distancia diferente, con lo que se podrá estudiar el fenómeno del oleaje con mayor exactitud para para las distintas tipologías de centrales que se encuentran en diferentes puntos del mar, sin necesidad de extrapolaciones o de otras metodologías que reducen que puedan disminuir la precisión del estudio del estudio.

La localización exacta de las boyas es:

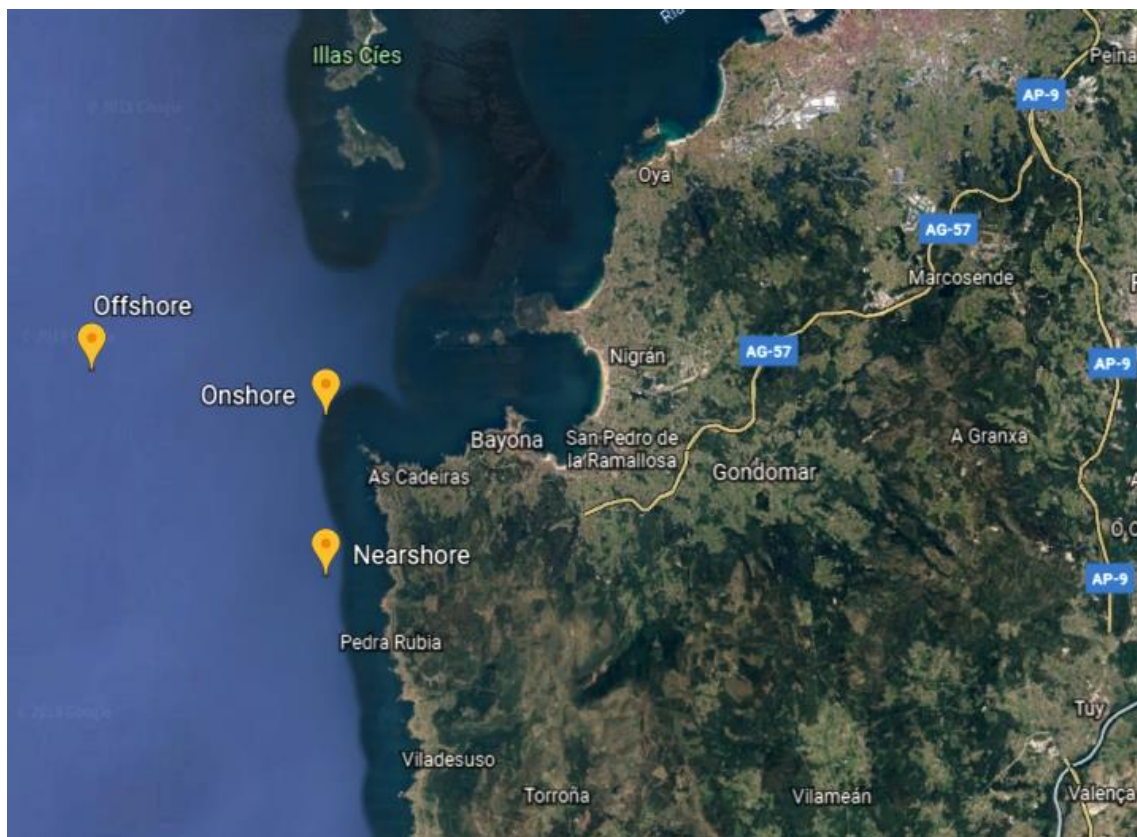


Ilustración 9: Localización de las boyas de estudio. Elaboración propia

Cercano a la costa donde se estudiará la localización de las centrales undimotrices se encuentra la subestación de Gondomar (perteneciente a Unión-Fenosa) situada en las coordenadas 42°06'46.0"N 8°48'40.4"W, que eleva la tensión a 110 kV. En el entorno

existe la proyección hipotética de una subestación de 110 kV. La situación de la hipotética subestación es:



Ilustración 10: Situación de la Red Eléctrica en el entorno de la hipotética central. REE

La localización de los parques undimotrices será en el entorno del cabo Silleros o alineados con éste en el caso del parque *offshore*.

El parque *onshore* estará en la propia costa, aprovechando el espigón de un puerto, el parque *nearshore* se encontrará a unos 600 m donde la profundidad es de unos 60 m, y el parque undimotriz *offshore* a una distancia de 8,85 km donde la profundidad es de unos 125 m.

La situación exacta de las tres hipotéticas posiciones de la central se estudia con más detenimiento en el *Plano 01: Situación y Emplazamiento*.

5.2. Alternativas estudiadas

Se va a estudiar la viabilidad de instalar tres tipos de parques que usan tecnologías distintas. Con objeto de acercarse lo máximo posible a la realidad, se utilizarán tecnologías que se encuentran en fase comercial o precomercial, con dispositivos que se encuentran botados en el mar y ofrecen datos reales.

Así mismo, las tecnologías elegidas serán de cada uno de los diferentes tipos existentes. Una será tecnología en la costa (*onshore*), habrá otra cercana a la costa pero

en el mar (*nearshore*) y, por último, una con implantación fuera de la costa, en el interior del mar (*offshore*).

5.2.1. Central undimotriz onshore

Se estudiará una central undimotriz onshore que utilice la tecnología Wells como la que se emplea en la central de Mutriku (España). Se trata de un dispositivo basado en las diferencias de presión en un fluido, más concretamente utiliza tecnología OWC (columna de agua oscilante, por sus siglas en inglés). Es un dispositivo totalizador que se encuentra perpendicular al avance de la ola. Al igual que ocurre en la central de Mutriku, se busca un dique cercano para construir la central.

El funcionamiento de esta central se basa en una turbina Well, basado en la tecnología OWC.

Las olas llegan al borde de la costa, donde se encuentra la central. El agua penetra por debajo de la obra civil al interior de una cámara. En el interior de esta cámara se encuentra aire que es comprimido por la presencia de la ola. A medida que aumenta el nivel del agua en el interior de la cámara, se reduce el volumen reservado para aire con el consiguiente aumento de presión. El aire se ve forzado a salir por la parte superior de la cámara, donde hay una pequeña apertura.

Cuando sale por el agujero el aire, a gran velocidad, incide sobre la turbina Wells y provoca su giro, con la consiguiente producción de electricidad.

Conforme baja el nivel de agua de la cámara, se produce una situación de vacío en la misma, y provoca una succión del aire hacia la cámara de nuevo, con lo que se produce de nuevo un giro en la turbina.

En definitiva, con cada ola se produce energía dos veces.

5.2.2. Central undimotriz nearshore

La central que se va a estudiar es de tipo nearshore, esto es, en el mar, pero alejada de la costa tan solo unos cientos de metros, se trata de un parque undimotriz que utiliza la tecnología Seabased AB, similar a la que se encuentra en las costas de Sötenas, en Suecia.

Se trata de un convertidor de energía de las olas en forma de cuerpo flotante, que genera un movimiento oscilatorio en torno al eje vertical. Además, es un absorbedor puntual que es capaz de aprovechar el movimiento de la ola en cualquier dirección.

El convertidor está formado por una boya que flota sobre la superficie del mar. Esta boya está unida a una estructura fija alojada sobre el lecho marino mediante una placa de hormigón, fijando la estructura mediante gravedad. En el interior de la estructura se encuentra un generador síncrono de imanes lineales permanentes. La conversión de electricidad es directa, sin fluidos intermedios, con su consiguiente mejora de eficiencia.

Los parques undimotrices con esta tecnología están formados por multitud de absorbedores puntuales interconectados entre sí y con una o varias subestaciones submarinas que elevan la tensión de la energía generada y la conducen hasta una subestación en tierra firme con el objeto de minimizar la energía perdida.

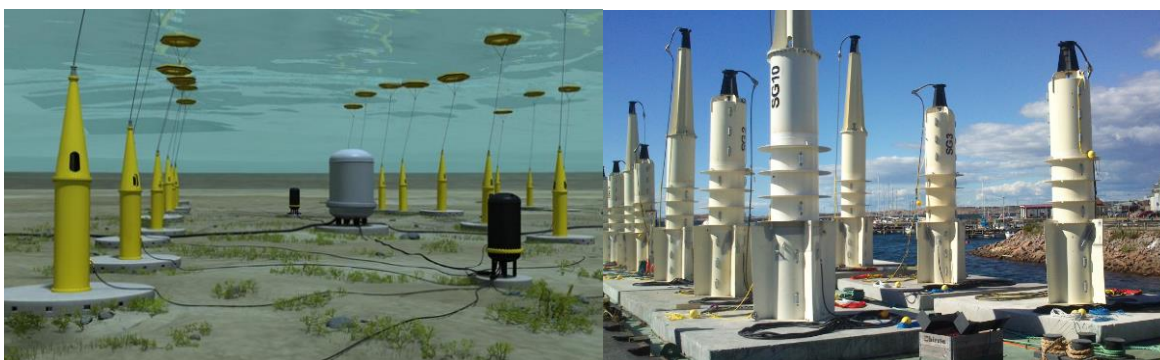


Ilustración 11: Central undimotriz con tecnología Seabased. Seabased Wave Power

5.2.3. Central undimotriz offshore

El parque undimotriz offshore, situado a varios kilómetros de tierra firme, será estudiado con tecnología Pelamis, similar a la que utiliza la Aguçadoura Wave Farm (en la costa norte de Portugal, compuesta por tres máquinas con 750 kW cada una).

Se trata de conversores de energía undimotriz en forma de cuerpo flotante, que es capaz de oscilar respecto de su eje vertical y tangencial a la dirección de la ola. Así mismo, se trata de un conversor atenuador, ya que su posición óptima es la paralela a la dirección de avance de la ola.

El Pelamis está formado por un gran cilindro de 150 m de longitud y 4 m de diámetro. Está dividido en cuatro cilindros conectados entre sí. El movimiento de las olas provoca el accionamiento de unos cilindros hidráulicos, que inducen al bombeo de aceite contenido en el interior de la máquina a alta presión. El fluido a alta presión es conducido, a través de acumuladores hidráulicos reguladores hacia unos motores hidráulicos. Estos motores están conectados a unos generadores eléctricos que son los encargados de generar electricidad.

Las articulaciones están diseñadas de tal forma que produzcan el fenómeno de la resonancia cuando el estado del mar es más calmado y el oleaje es menor, de tal forma que intenta aprovechar al máximo las olas.

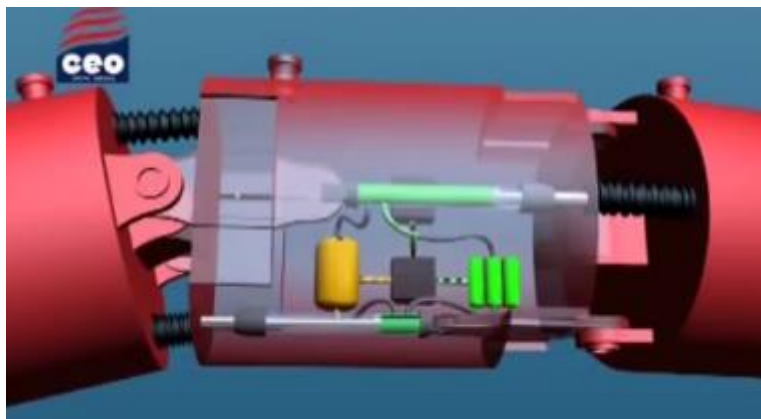


Ilustración 12: Interior de un Pelamis. Pelamis Wave Power

5.3.Descripción de la instalación de generación

Las instalaciones y dispositivos son diversos en función de la tecnología, que se estudia más en profundidad en los siguientes apartados.

5.3.1. Dispositivo OWC

La tecnología OWC presenta básicamente dos partes diferenciadas entre sí: por un lado, la cámara de carga y, por otro, la turbina de tipo Wells.

La cámara de carga trata de aprovechar la energía cinética de la ola para convertirla posteriormente en energía neumática.

La cámara tiene una apertura en la parte inferior de la misma, que es la que está en contacto con el agua. Cuando una ola incide sobre la estructura, el agua penetra en el

interior de la cámara, y aumenta su nivel, o, lo que es lo mismo, disminuye el volumen libre de agua que hay en el interior de la cámara. Se presentan entonces dos movimientos en el interior de la cámara. Por un lado, el impacto de la ola sobre la cámara que hará aumentar el nivel de agua en la cámara y, por otro lado, el movimiento de salida del agua de la cámara una vez se ha alcanzado la altura máxima.

El primer movimiento se le conoce como exhalación y el segundo, por la depresión producida en la cámara al retirarse el agua del mar, se le conoce como inhalación. La cámara deberá tener un diseño cuidadoso y tener una gran envergadura debido a las intensas fuerzas a las que se verá sujetas. Sobre todo, en el instante en el que se produce la exhalación y la inhalación cuando se generan regímenes de aire turbulentos.

Para situaciones de mantenimiento de la central o de oleaje alto hay compuertas de aluminio. Así mismo, también para situaciones de seguridad, en el momento en que el oleaje sea demasiado alto hay válvulas de mariposa que dejan la cámara abierta a la atmósfera.

La turbina Wells es la encargada de transformar el aire a presión en electricidad. Una de las características más importantes de este tipo de turbinas es la bidireccionalidad, para que la turbina funcione tanto en sentido de exhalación como en sentido de inhalación. Es decir, cuando la ola hace subir el nivel del mar en el interior de la cámara, la presión del aire aumenta y hace mover los rodets de la turbina, y cuando el nivel del agua baja, se produce una depresión, entonces el sentido del aire cambia y la turbina gira en sentido opuesto. Por tanto, con cada ola se producen dos movimientos en la turbina.

Montado sobre el mismo eje de la turbina se encuentra el generador. El generador es de tipo inducción de doble alimentación. Se utiliza de este tipo porque debe ser capaz de suministrar potencia a tensión y frecuencia constante a pesar de que la velocidad del rotor varíe. Se deberá tener un sistema de regulación del grupo turboalternador de manera que se asegure una calidad adecuada de la energía eléctrica vertida a la red.

La potencia de cada uno de los grupos turboalternadores a instalar será de 36 kW, a una frecuencia de 50 Hz y una tensión trifásica de 460 V.

Hay dos formas de montar las turbinas, bien pueden instalarse en alguna orilla del mar donde el nivel del mar sea algo profundo o bien instalarse en un dique construido de forma artificial. La segunda opción es la más recomendable desde un punto de vista energético, si bien el coste final de la instalación se encarecería, puesto que la obra civil a acometer es mayor.

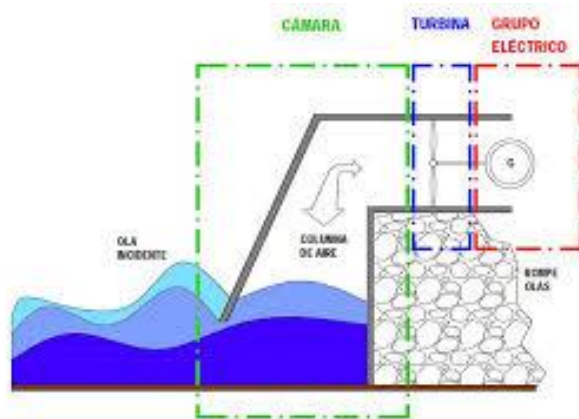


Ilustración 13: Esquema de cámara de carga de una central con tecnología OWC. Área de proyectos de la UPM

5.3.2. Dispositivo Seabased AB

El dispositivo convertidor de las olas de la empresa sueca Seabased, el Seabased AB es de un sencillo diseño.

Consta de tres partes claramente diferenciadas:

La primera es la boya, que se encuentra en la superficie y es la encargada de absorber la energía cinética proveniente de las olas.

La segunda parte es un generador formado por un estátor con devanados y un rotor lineal formado por un imán que es capaz de trasladarse en movimiento vertical y está fabricado con ferrita. Este movimiento es posible gracias a un cable de acero que une la boya con un pistón. La boya absorbe de la ola un movimiento oscilatorio, lo transmite a través del cable de acero. El cable mueve el pistón en un movimiento ascendente y descendente en posición vertical. Solidario al pistón se encuentra el imán. El movimiento del imán a través de las espiras del estátor genera una diferencia de tensión, provocando una corriente eléctrica que es evacuada a una subestación submarina a través de una canalización eléctrica estanca y convenientemente aislada. El generador se encuentra

encapsulado en un casco que se encuentra a alta presión por la acción del gas nitrógeno. En ambos extremos del interior del cuerpo del pistón se colocan resortes cuya misión es hacer de tope en el movimiento del imán, absorber la energía sobrante en el caso de que las olas tengan demasiada virulencia y facilitar el retorno del imán al estado inicial.

Además, presenta un sensor que se encarga de asegurar que el pistón está en posición vertical, que no ha sufrido un desplazamiento horizontal y la velocidad de los ciclos.

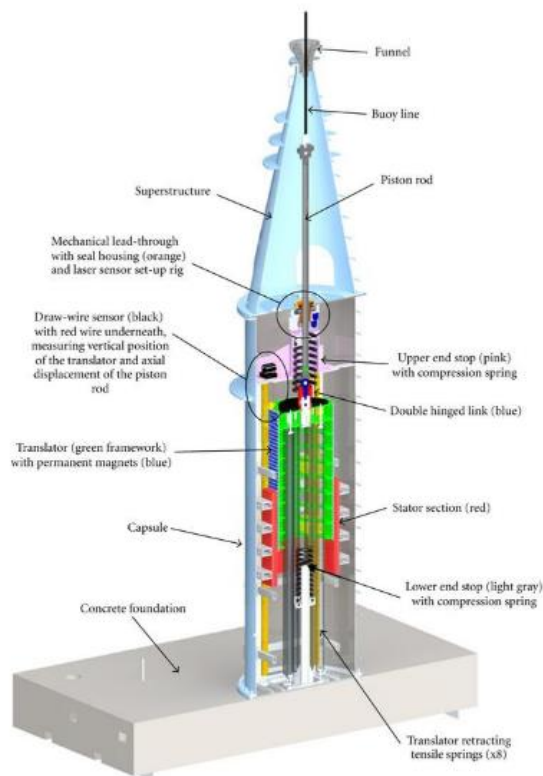


Ilustración 14: Componentes principales del Seabased AB. Seabased

La potencia nominal que tiene instalada este tipo de dispositivo es de 15 kW a una tensión de 250 V y una frecuencia de 50 Hz.

La corriente que produce este tipo de máquina es irregular, pero, a diferencia de otro tipo de convertidores de energía de olas, el rectificado, filtrado y adaptación de la energía eléctrica se realiza en el transformador de la subestación.

La tercera parte del convertidor Seabased AB es la base de hormigón a la que está unida toda la estructura y que sirve para fijar el convertidor al lecho marino. La unión

con el lecho marino se hace por gravedad por el propio peso del hormigón, sin que sea necesario ningún otro tipo de sujeción al suelo.

5.3.3. Dispositivo Pelamis P2

Físicamente, el Pelamis P2 está formado por cuatro tubos unidos entre sí y tres juntas que unen dichos tubos. En el primer tubo, que empieza con forma de cono, se aloja el transformador. Para unir los diferentes tubos se emplean juntas que presentan dos grados de libertad, por tanto, los cojinetes deben tener también dos grados de libertad. El sistema de cojinete principal adopta la forma de una junta universal. Permiten el giro y el balanceo, pero el resto de movimientos quedan restringidos.

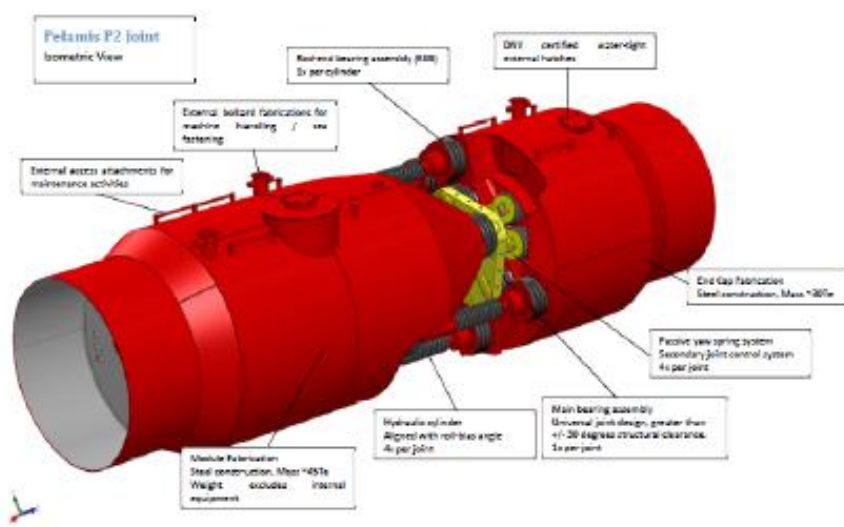


Ilustración 15: Junta de un Pelamis. Abengoa

El sistema de generación consiste en una serie de cilindros hidráulicos que son capaces de bombear aceite, a través de colectores, hacia acumuladores de alta presión para almacenar energía a corto plazo. Dosifican la energía hidráulica para impulsar generadores para producir energía eléctrica.

El hecho de que se instale acumuladores de alta presión permite que se regule la energía transmitida al motor oleohidráulico que arrastra al generador eléctrico y que pueda operar en un amplio rango de potencia, permitiendo la absorción de los picos de potencia.

El flujo de aceite a alta presión se controla gracias a un conjunto de válvulas de pistón alojadas en los colectores. Cada cámara presenta dos pistones, provocando la existencia

de cuatro cámaras separadas. Una de las cámaras tiene gas nitrógeno y la otra tiene aceite. La cámara de aceite está conectada al circuito hidráulico para que el pistón acumule líquido cuando aumenta la presión. Si la cámara está presurizada, se intercambia líquido con el acumulador. Donde más pérdidas de energía se producen, es en los rodamientos y en el sellado por fricción, pérdidas de flujo en las válvulas y en las tuberías.

Se conoce como patín del sistema de generación a un conjunto integrado por los depósitos, el generador, el sistema de control, protecciones y la filtración de aceite de alta presión.

El generador incluye todo lo necesario para convertir el aceite a alta presión en electricidad, el control y el panel eléctrico, los motores y acoplamientos hidráulicos.

Para el control de la temperatura se instala una válvula de desviación controlada mediante aparataje electrónica. Además, para el control de la contaminación y envejecimiento del aceite se instala un contador láser de partículas.

En el caso de que la generación de electricidad no pueda evacuarse, la energía almacenada será disipada a través de las válvulas de alivio y las válvulas de derivación, y para evacuar el calor generado hay un intercambiador de calor.

Para fijarla al suelo marino, el dispositivo está amarrado por una catenaria conectada en la parte delantera del mismo. Presenta, además, un sistema para controlar el posible desvío secundario en la parte trasera. Se utiliza un sistema de sujeción para conectar las líneas de amarre y las líneas eléctricas. La catenaria se conecta en la máquina a través de un yugo conectado en la parte delantera. El yugo presenta un cilindro que le permite girar y colocarse en posición horizontal, pero lo restringe al movimiento de rodadura. Las cadenas de amarre están formadas por eslabones. Las cadenas secundarias (para evitar la desviación) están hechas con una combinación de materiales sintéticos (en la parte superior cuerda y en la inferior eslabones). En el extremo inferior de la cuerda se encuentra un gancho, que se puede abrir y cerrar de forma remota.

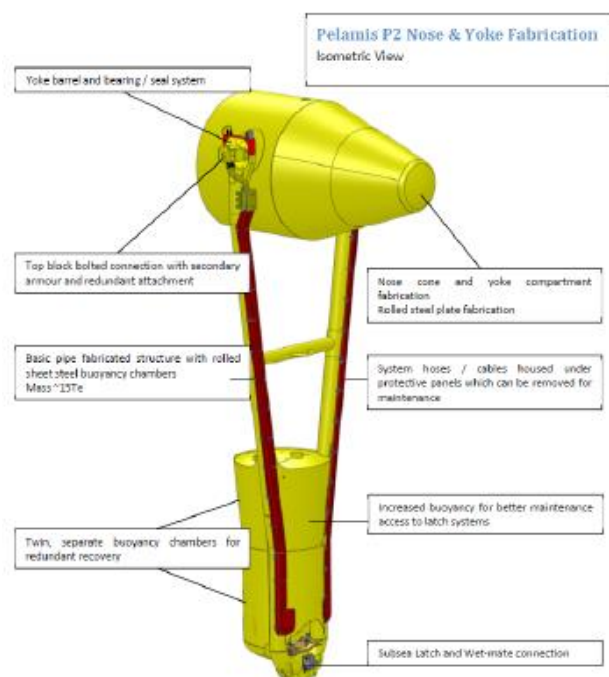


Ilustración 16. Yugo en la cabeza del Pelamis. Abengoa

En total, se encuentran 5 enganches entre amarre principal, amarre secundario y amarre de dirección.

El circuito oleohidráulico sirve para impulsar un generador eléctrico. Dicho generador necesita un flujo prácticamente continuo para asegurar unos parámetros óptimos de calidad de onda eléctrica y así poder engancharlo a la red eléctrica. Para asegurar su regulación se instalarán las diferentes válvulas comentadas con anterioridad: de esta manera la dinámica de funcionamiento del generador eléctrico está desacoplada de la entrada de oleaje. La potencia eléctrica instalada en el Pelamis P2 es igual a 750 kW, y está dividida en cuatro módulos, cada uno de los cuales está formado por 8 generadores eléctricos. Los generadores son la mitad de inducción con potencia nominal fija de 125 kW y la otra mitad de inducción con dos velocidades y potencia nominal de 40/80 kW. Todos los generadores son de jaula de ardilla, a 1500 rpm y una tensión de salida de 690 V y 50 Hz. Los generadores se van conectado y desconectado en función de la energía que proporcione la ola.

5.4. Producción de energía eléctrica

El cálculo de la energía disponible en las localizaciones elegidas, y el cálculo de la energía eléctrica viene más detallado en el *Anexo I: Producción de energía eléctrica*.

A continuación, se recogen los resúmenes de la energía total eléctrica que se obtiene en el punto de instalación.

Tabla 3: Producción total de energía eléctrica. Elaboración propia

	Central onshore (kWh)	Central nearshore (kWh)	Central offshore (kWh)
Total	0	0,005	0,361
Enero	12.375,75	5.963,69	166.349,20
Febrero	11.135,06	5.228,06	145.829,79
Marzo	8.577,92	4.089,22	113.473,41
Abril	6.338,85	2.423,76	67.528,00
Mayo	3.424,46	1.841,81	51.109,03
Junio	2.371,50	1.048,58	43.823,99
Julio	1.990,56	974,36	40.722,05
Agosto	2.228,37	1.209,97	50.568,92
Septiembre	4.057,00	2.597,47	89.893,59
Octubre	6.287,15	3.858,53	133.536,80
Noviembre	7.882,40	4.561,30	157.858,43
Diciembre	11.626,82	5.090,03	141.979,71

5.5.Descripción del conexionado a la red eléctrica.

La información de este punto es ampliada en el *Anexo II: Instalaciones de enlace*.

5.5.1. Conexionado del emplazamiento onshore

El parque consistirá en 24 dispositivos tipo turbina Wells, similares a los que están en la central undimotriz de Mutriku.

El esquema típico de un parque undimotriz de este tipo es de varios dispositivos conectados en paralelo, bien todos en el mismo grupo o bien, en varios grupos conectados entre sí, con el fin de simplificar el sistema de conexión y que fallos puntuales en alguno de los generadores no suponga el paro total de la instalación.

Los dispositivos se dividirán en cuatro grupos de seis dispositivos. Los generadores que se montan sobre el mismo eje que la turbina (formando un mismo conjunto o turbogenerador) son generadores de inducción doblemente alimentados, debido a la volatilidad de la fuente de energía.

Las distintas partes que forman la instalación de conexión y adaptación de la energía para poder ser enlazada con la red eléctrica son:

- Conversor de frecuencia: aparamenta de electrónica de potencia que está asociada al rotor del motor, de manera que, a pesar de que la variación de la fuente de energía provoca una tensión y frecuencia variable, tras pasar por los diferentes dispositivos de electrónica de potencia se consigue una tensión y una frecuencia fija.
- Caja de conexiones: para conectar en paralelo varios dispositivos entre sí, de manera que se simplifique la instalación y se pueda sectorizar los generadores.
- Se va a colocar un transformador seco encapsulado para media tensión con una potencia de 1000 kVA de relación de tensiones 10/0,46 kV. Será de la marca ABB o una con propiedades similares. Este tipo de transformadores son óptimos para medios agresivos, con una cantidad alta de humedad o contaminación ambiental.



Ilustración 17: Transformador en el emplazamiento onshore. ABB

5.5.2. Conexión del emplazamiento nearshore

El parque será estudiado para una cantidad de 96 dispositivos Seabased AB.

El sistema de generación puede estar configurado de varias formas: bien por una o varias filas o arrays de convertidores conectados a la subestación, bien por varios convertidores conectados directamente a la subestación dispuestos en forma radial o bien una combinación de ambas, una subestación submarina de baja tensión por cada

grupo de arrays o por cada transformador submarino, una subestación submarina de media tensión y ya la interconexión a la red eléctrica.

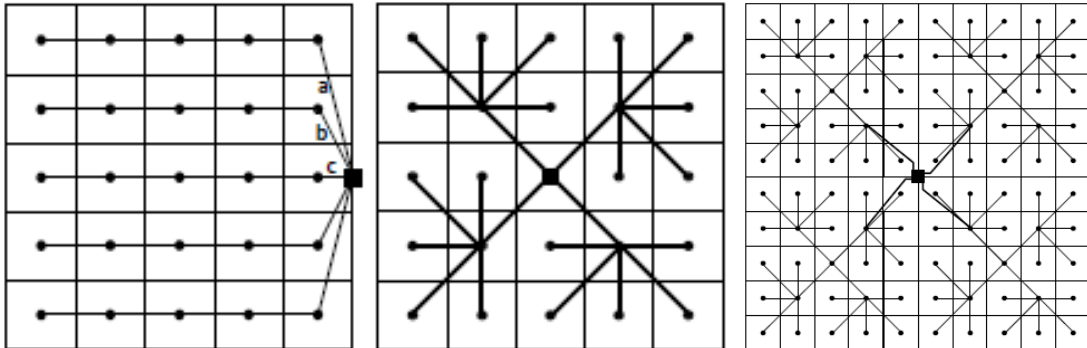


Ilustración 18: Distintas distribuciones de un parque con Seabased AB. Mikael Bitowt y Malin Johansson

Los dispositivos se dividirán en grupos de 8, con una subestación submarina por grupo haciendo un total de 12 subestaciones.

El parque tendrá 12 subestaciones submarinas de baja tensión, cada una con las siguientes partes:

- Cada línea de dispositivo se interconecta con un rectificador que convierte la corriente alterna variable que entra en una corriente continua.
- Un filtro capacitivo que convierte y atenúa una corriente continua variable en una corriente con un valor prácticamente constante.
- Un inversor trifásico que vuelve a transformar la corriente continua en corriente alterna trifásica para, de esta forma, adaptar la corriente a una frecuencia fija y preparar la electricidad para que pueda ser elevada.
- Un transformador que eleva la tensión a 6,6 kV para poder ser transportada por un cable de media tensión.
- Protecciones de la línea e interruptores de maniobra.

Una subestación submarina de baja tensión que eleve la tensión a 36 kV (depende de la potencia a transportar) para minimizar las pérdidas para su conexión con la red eléctrica.

Puesto que no hay subestación submarina intermedia, habrá tres cajas de interconexión intermedias submarinas, para sumar la energía proveniente de cada cuatro subestaciones submarinas. De allí ya a la interconexión con la red eléctrica en la subestación de Unión-Fenosa.

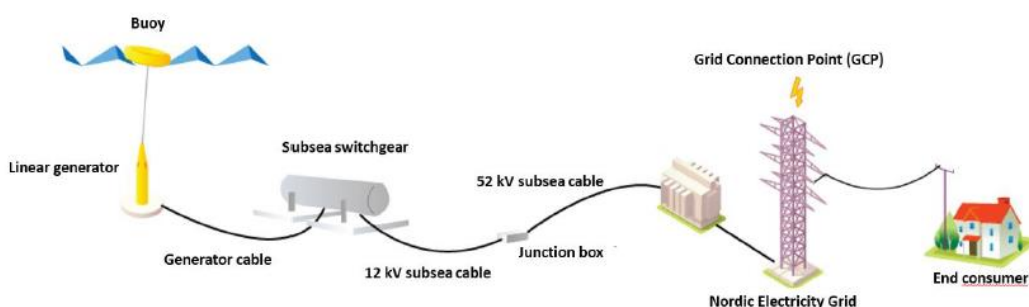


Ilustración 19: Ilustración del conexionado del parque nearshore a la red. Seabased

5.5.3. Conexión del emplazamiento offshore

El parque será estudiado para un total de 2 máquinas conectadas en paralelo. Cada una de ellas posee una potencia instalada de 750 kW, con lo que hacen un total de 1,5 MW.

La disposición típica de un parque undimotriz es la de varios dispositivos conectados en paralelo. Cada uno de los dispositivos presenta su propio centro de transformación en la cabeza del dispositivo, por tanto, con este tipo de dispositivos no se utiliza la disposición de arrays.

Si el número de dispositivos no excede de una cantidad grande, los dispositivos podrán interconectarse entre sí, y de ahí a un centro de transformación en tierra firme, a través de una línea de alta tensión de 6,6 kV (siendo ésta la tensión de salida del transformador incorporado a la máquina). Aún así, se comprueba la caída de tensión interconectando los dispositivos entre sí en una caja de empalmes intermedia, o con dos líneas de media tensión que conecten cada una de las máquinas a la subestación que se encuentra en tierra firme. Se escogerá esta opción debido a que la caída de tensión con una caja de interconexión intermedia es demasiado elevada.

Por tanto, la instalación de conexionado a la red eléctrica constará, además de la línea de media tensión submarina, de los transformadores presentes en la propia máquina.

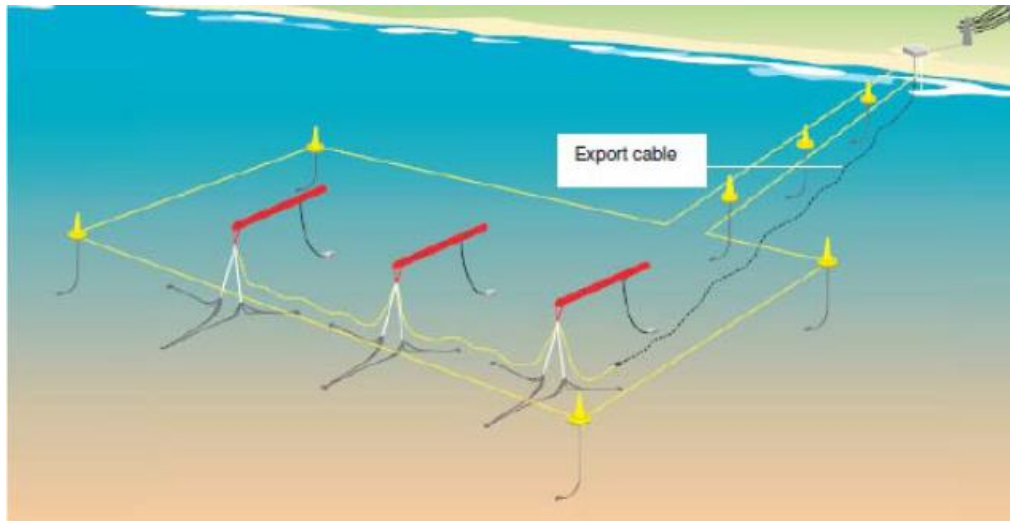


Ilustración 20: Simulación de un parque offshore con tecnología Pelamis. Abengoa

5.6. Sección de los conductores

La metodología de cálculo empleada y los cálculos realizados se encuentran en el *Anexo III: Cálculo de la sección de los conductores*.

5.6.1. Sección de los conductores de la central onshore

La instalación de la central undimotriz en tierra firme se divide en cinco tramos distintos, en función de las distintas partes de la central que tienen que unirse eléctricamente entre sí.

El primer tramo une el grupo turboalternador Well con el convertidor AC/DC, el segundo tramo une el convertidor AC/DC con la caja de empalmes, el tercer tramo une la caja de empalmes con el convertidor DC/AC, el cuarto el convertidor DC/AC con el centro de transformación y el quinto el centro de transformación con la subestación eléctrica de Unión Fenosa.

5.6.1.1. Tramo 1

Los conductores que unen las turbinas Wells con sus respectivos convertidores AC/DC discurren por el interior de un tubo de protección de PVC en montaje superficial, de 50 mm de diámetro interior y el tipo de cable de cobre flexible para aplicaciones fijas trifásicas es RV-K. Por tanto, los cables serán RV-K 0,6/1 kV 4G10 mm².

5.6.1.2. Tramo 2

Los conductores que unen el convertidor AC/DC con la caja de interconexión discurren por el interior de un tubo de protección de PVC en montaje superficial, de 50 mm de diámetro interior y el tipo de cable de cobre flexible para aplicaciones fijas monofásicas dc es RV-K. Por tanto, los cables serán RV-K 0,6/1 kV 3G10 mm².

5.6.1.3. Tramo 3

Los conductores que unen cada caja de empalme con el convertidor DC/AC discurren por el interior de un tubo de protección de PVC de 50 mm de diámetro interior y el tipo de cable de cobre flexible para aplicaciones fijas monofásicas dc es RV-K. Por tanto, los cables serán RV-K 0,6/1 kV 3G120 mm².

5.6.1.4. Tramo 4

Los conductores que unen el convertidor DC/AC con el centro de transformación discurren por el interior de un tubo de PVC de protección, enterrado en una zanja y el tipo de cable es RFOU de GeneralCable, o con propiedades similares. Por tanto, los cables serán RFOU 0,6/1 kV 3x150+TT 70 mm².

5.6.1.5. Tramo 5

Los conductores que unen el centro de transformación con la subestación de Unión Fenosa discurren por el interior de un tubo en el interior de una zanja, y el tipo de cable es RFOU de GeneralCable, o con propiedades similares. Por tanto, los cables serán RFOU 7,5/15 kV 4G16 mm².

5.6.2. Sección de los conductores de la central nearshore

La instalación de la central undimotriz cercana a la costa se divide en tres tramos distintos, en función de las distintas partes de la central que tienen que unirse entre sí.

El primer tramo es el que une el convertidor Seabased AB con la subestación submarina, el segundo tramo une la subestación submarina con una caja de interconexión submarina y el tercero une la caja de interconexión submarina con la subestación eléctrica de Unión Fenosa.

5.6.2.1. Tramo 1

Los conductores que unen los convertidores Seabased AB con la subestación eléctrica submarina discurren por el interior de un tubo enterrado en una zanja y el tipo de cable es RFOU. Por tanto, los cables serán RFOU 0,6/1 kV 3x16+TT 16 mm².

5.6.2.2. Tramo 2

Los conductores que unen la subestación submarina eléctrica con la caja de interconexión discurren por el interior de un tubo enterrado en una zanja y el tipo de cable es RFOU. Por tanto, los cables serán RFOU 6/10 kV 3x16+TT 16 mm².

5.6.2.3. Tramo 3

Los conductores que unen la caja de empalme con el convertidor DC/AC discurren por el interior de un tubo enterrado en una zanja y el tipo de cable es RFOU. Por tanto, los cables serán RFOU 6/10 kV 3x185+TT 95 mm².

5.6.3. Sección de los conductores de la central offshore

La instalación de la central undimotriz en alta mar solo presenta un único tramo a lo largo de su recorrido, desde que parte de la máquina Pelamis hasta que llega al centro de transformación de Baiona.

5.6.3.1. Tramo 1

Los conductores que unen cada una de las máquinas Pelamis con el centro de transformación de Unión Fenosa discurren por el interior de un tubo enterrado en una zanja y el tipo de cable es RFOU. Por tanto, los cables serán RFOU 6/10 kV 3x240+TT 120 mm².

5.7. Mantenimiento

5.7.1. Mantenimiento de la central onshore

La central undimotriz con columna de agua oscilante tiene el mantenimiento más fácil de los estudiados en este documento. La central se encuentra en tierra firme, por lo que es mucho más fácil la operación de los trabajos de mantenimiento y la inspección de las diferentes partes que integran esta central. Por contra, las labores de mantenimiento de la central serán más abundantes que en el resto de centrales undimotrices.

El mantenimiento es similar al mantenimiento de una central hidroeléctrica.

Fundamentalmente, habrá que prestar atención a la cámara de carga, a la turbina de tipo Wells, al generador y al centro de transformación.

En primer lugar, la cámara de carga, por estar en contacto directo con el agua del mar, entrará suciedad, algas, arena, y otros tipos de materiales sólidos. Para ello, existe una válvula de mariposa que cierra el paso del agua del mar y permite su posterior retirado de forma manual.

La turbina deberá acontecer labores de mantenimiento. La turbina presenta cinco álabes, que pueden sufrir abrasión por la presencia de cuerpos extraños en el aire de la cámara. Para su mantenimiento se instalarán inyectores de agua dulce que limpien de forma remota los álabes de la turbina. Aún así, es necesario que de forma periódica se realice un mantenimiento visual de los álabes para comprobar que estar en buen estado. El desgaste en los álabes puede ser solventado con soldadura y esmerilado de la superficie desgastada. Además, se deberá tener en cuenta que se mantengan alineadas la posición relativa entre el inyector de agua dulce y los alabes. Otro fallo que puede sufrir es que el armazón en el que se encuentra alojado la turbina se deteriore. Para evitar el fallo se puede colocar una chapa de acero a modo de blindaje que se puede reparar soldando. Los elementos rotatorios deben lubricarse y engrasarse, y cambiarlos en caso de que la lubricación no sea suficiente.

Con respecto al generador, habrá que realizar trabajos sobre el estator y sobre el rotor. Sobre el estátor habrá que medir la resistencia de aislamiento. La evolución del envejecimiento de la resistencia de aislamiento permite predecir cuándo va a fallar el generador. Habrá que revisar la existencia de grietas en las cuñas. Para ello, se puede realizar un examen de temperatura, que indica la aparición de grietas. Por otra parte, el rotor se deberá someter a una inspección visual, cambios en la coloración del barniz protector, formación de fracturas. Así como sucedía en el estátor, se deberá medir la resistencia de aislamiento. Localizar vibraciones puede ayudar a prevenir fallas importantes. Se mide la caída de tensión por fase y por polo para comprobar su correcta distribución. Se realizan pruebas de ultrasonido para detectar fracturas en las cuñas del rotor.

El transformador experimentará acciones de mantenimiento tanto en el interior como en el exterior. Las exteriores consistirán en eliminar el óxido y la suciedad, así como se le aplicará pintura anticorrosiva además de proteger esquinas, soldaduras y otros puntos vulnerables a los golpes. Las interiores consistirán en medición y registro

de la temperatura para comprobar sus parámetros. Además, se le someterá a ensayos de calidad tales como ensayo de impulso, ensayo de alto potencial, medición de la resistencia de aislamiento, medición del factor de disipación y potencia en aislamiento general, detección de descargas parciales en el aislamiento del transformador.

5.7.2. Mantenimiento de la central nearshore

La mayor parte del dispositivo Seabased se sitúa fijo sobre el lecho marino, con una base de hormigón suficiente para que las posibles inclemencias de la meteorología no supongan inconveniente. Por el hecho de que el dispositivo no se encuentra en tierra firme, las labores de mantenimiento se ven comprometidas, por tanto, el montaje del mismo se deberá realizar con sumo cuidado. La estructura de la máquina es más sencilla que la de otros convertidores de olas. El dispositivo se ha probado con éxito en las costas suecas del Mar del Norte, y tan solo se ha requerido un parón de 2 horas por labores de mantenimiento desde su inauguración, por lo que se puede concluir que el rendimiento en cuanto a mantenimiento es más que aceptable.

La instalación del mismo se realiza mediante transporte de un barco grúa y fondeado con la misma grúa. Y de esta manera puede ser extraído del lecho marino para acometer en él labores de mantenimiento. Este proceso dura poco tiempo si se dispone de los medios adecuados. Ocurre lo mismo con la subestación submarina.



Ilustración 21: Barco grúa para labores de mantenimiento de Seabased.

El acceso manual, tanto de la cápsula que resguarda la aparamenta eléctrica como de la cápsula que alberga el transformador y los distintos dispositivos de electrónica de potencia que permiten el rectificado y filtrado de la corriente eléctrica, no es posible debido a que su interior está sellado a alta presión con gas nitrógeno.

Es un dispositivo que es más estático que otros. Las partes que más van a sufrir son la boya y el cable, que son los que más expuestos a las inclemencias del medio están. El mantenimiento de la boya es el más fácil de implementar, pero el más difícil de atajar antes de tiempo. La relativa poca distancia de la instalación a la costa permite una inspección del estado de la boya, y el desplazamiento de esta parte del convertidor por la rotura de la cadena, aunque este tipo de falla es altamente improbable.

La reparación in situ de partes de la máquina se limita a daños superficiales en la armadura de protección de la cápsula del convertidor, y en la cápsula del transformador submarino, no siendo necesario la inspección visual de un operario, sino que es posible su inspección mediante un vehículo operado a distancia. Para el resto de las reparaciones hará falta sustraerlo del fondo y llevarlo a tierra.

Uno de los principales problemas que puede surgir es el de la corrosión de los elementos metálicos que están directamente en contacto con el agua. Por eso se fabricará de materiales anticorrosivos.

Muchas de las fallas del transformador podrán ser solventados por el propio sistema. El transformador tiene implantado un sistema de comunicación mediante PLC que, a través de diferentes sensores envían información de forma remota a la costa para poder actuar en consonancia.

Mediante los dispositivos de medida (como transductores en boyas), a través del PLC, se envía información de forma remota sobre el comportamiento de los diferentes convertidores de ola, para detectar emergencias, etc.

El transformador presenta, también, medidor de la presión y de la temperatura, para detectar situaciones anormales.

Por su lado, el dispositivo tiene implementado un sensor de posición que asegura tanto la posición vertical como la posición horizontal del dispositivo para cerciorar que está montado de forma correcta y no se ha movido por error.

5.7.3. Mantenimiento de la central offshore

El dispositivo Pelamis, por su situación comprometida en cuanto a labores de mantenimiento por su localización extrema, se diseña para que aguante las inclemencias

de tiempo y para que responda en un escaso periodo de tiempo en caso de fallas. Además, es capaz de responder frente a fallas menores con un buen rendimiento y sin comprometer la integridad o seguridad, y en muchas ocasiones, la producción de energía eléctrica. El Pelamis se ha probado con éxito en las costas portuguesas y en las escocesas y, en cuanto a mantenimiento, se han obtenido buenos resultados.

Aun así, está diseñado para que cualquiera de sus dispositivos pueda ser remolcado por un barco y arrastrado hasta tierra firme o un puerto cercano para labores de operación y mantenimiento.

En su plan de mantenimiento, no se vislumbra el acceso directo al dispositivo mientras permanezca en su sitio.

La inspección visual del mismo es limitada y el alcance de la máquina también.

El equipo incluye un sistema de monitoreo y control a distancia de tipo SCADA para que pueda ser evaluado de forma remota.

Se pretende conseguir que la inspección submarina sea siempre con vehículos operados a distancia. No obstante, en caso de mantenimiento específico correctivo de no demasiada envergadura, es posible que se requiera la participación de un buceador.

Pero, para casos en que la producción de energía eléctrica se vea comprometida o se vean graves compromisos estructurales, el retirado y remolque de la máquina se puede realizar en menos de una hora si se poseen unos mínimos medios materiales, y también una rápida reinstalación, puesto que la máquina se diseña con diferentes módulos, permitiendo un rápido ensamblado y sellado, reduciendo el tiempo de inactividad.

La propia compañía fabricante de Pelamis ha desarrollado una estrategia para la Operación y el Mantenimiento O&M (Operation y Maintenance Strategy), que según dicha empresa está de acuerdo a los cánones de exigencia de proveedores, legislación técnica y medio ambiental, salud, seguridad, etc.

Se basa en tres métodos:

- Programa de gestión de integridad planificada
- Sistemas de intervención impulsados por respuesta

- Evaluación de mantenimiento.

Muchas de las piezas que conforman el Pelamis están desarrolladas para no fallar nunca. Sin embargo, otros como los filtros del sistema oleohidráulico deben someterse a un mantenimiento periódico rutinario para mitigar el riesgo de falla. Otros elementos que deben someterse a mantenimiento periódico son elementos de sellado, componentes de lubricación, pruebas de presión, descontaminación del sistema, etc. Se colocan sensores, alarmas, etc, que alerten sobre un posible fallo.

Se emplean además métodos probabilísticos (como el Análisis de Efecto de la Causa de Fallo), que se utiliza para determinar la consecuencia, la probabilidad y, en un último caso, el riesgo de fallo de los componentes. Este es el principio de aplicación para elaborar la estrategia y el plan de actividades de inspección. La información proporcionada por los sensores en cuanto a las fallas o defectos, las acciones correctivas a aplicar y el historial son registrados en una base de datos. Esto sirve para intentar predecir el momento y el lugar de una falla.

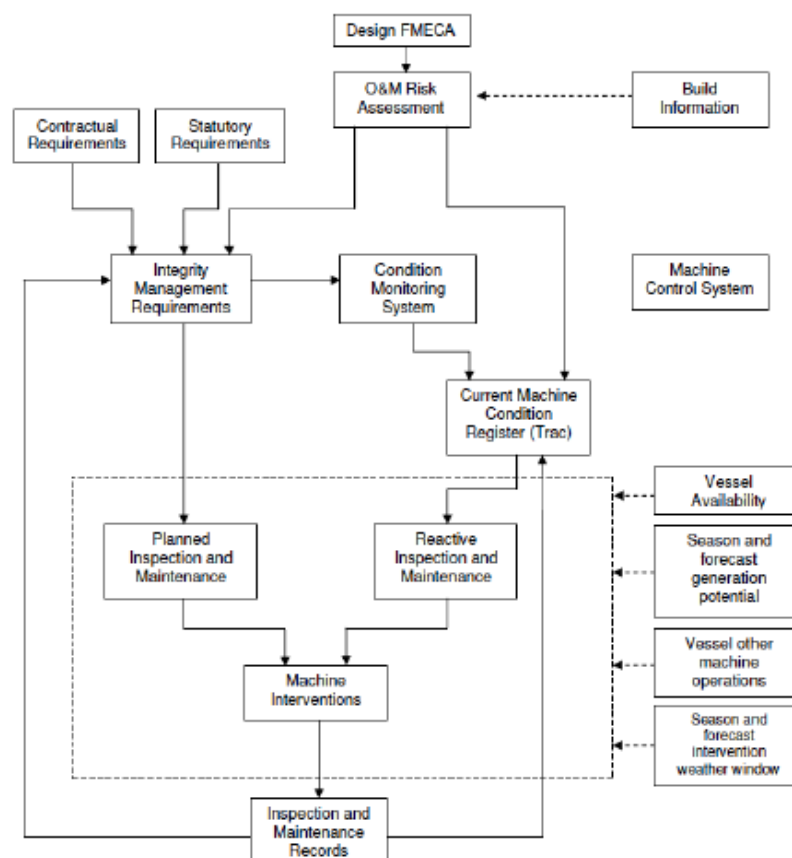


Ilustración 22. Estrategia de operación y mantenimiento de Pelamis. Estudio de Abengoa

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

En virtud de la legislación vigente, se debe llevar a cabo un estudio de impacto medioambiental para evaluar cómo de afectados se verán el medio, la fauna, la flora, las sociedades, así como posibles mitigaciones de los efectos, subsanaciones o desaparición de las actividades a realizar, tanto en la obra, en el desarrollo de la actividad como en el desmantelamiento de la actividad. Se valora el estado del medio socio-económico donde se desarrolla el proyecto y cómo se va a ver afectado después, para tomar decisiones en cuanto a las actividades reparatorias e, incluso, decretando la inviabilidad del proyecto.

6.1. Zona de estudio

El área geográfica que abarca el proyecto se encuentra en el entorno del cabo Silleros, el núcleo de población más grande es Bayona, situado en la parte norte del citado cabo, justo a la entrada de la ría de Vigo en la provincia de Pontevedra, cerca de la frontera con Portugal. Otros núcleos de población son As Cadeiras y As Mariñas, con menos población. También destaca Gondomar, núcleo de población que alberga la subestación eléctrica de Unión Fenosa. Esta zona, que se enmarca dentro del área urbana de Vigo, considerándose en ocasiones como una “ciudad dormitorio”, vive fundamentalmente del turismo y de la industria de Vigo. La ganadería y agricultura han perdido peso. La pesca tiene fuerza sobre todo en alta mar, ya que la pesca en el entorno de las Islas Cíes está prohibida.

6.2. Medio físico

6.2.1. Climatología

El clima de Galicia es predominantemente oceánico puro; no obstante, las áreas del sur de Galicia, donde se sitúa el cabo, puede ser consideradas como suboceánicas, y que también fueron consideradas con tendencia mediterránea, aunque el clima es más adecuado tratarlo como subtropical, porque la estacionalidad de lluvias está regulada por la acción climática subtropical.

Se caracteriza por un reparto de las precipitaciones que tienden a la homogeneidad. La presencia del océano Atlántico hace efecto regulador.

La temperatura media anual se sitúa ligeramente por encima de los 14 °C. Se define como una zona con las temperaturas suaves. La temporada templada dura 2,9 meses

(entre junio y septiembre) con una temperatura media de 15 °C, la temporada fresca dura 3,6 meses (entre noviembre y marzo) con una temperatura media de 8,5 °C.

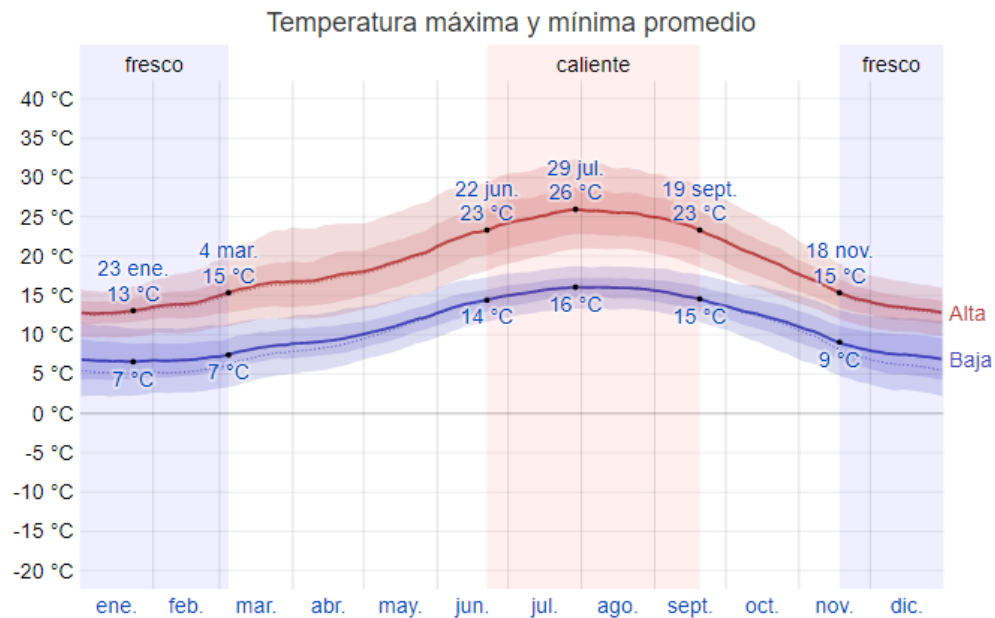


Ilustración 23: Temperatura máxima y mínima promedio en Pontevedra. Weather Spark

La nubosidad varía mucho a lo largo del año. La parte más despejada del año corresponde aproximadamente con la temporada templada (despejado o mayormente despejado el 81% del tiempo) mientras que la parte más nublada se corresponde con la temporada fresca (61% del tiempo despejado o mayormente despejado).

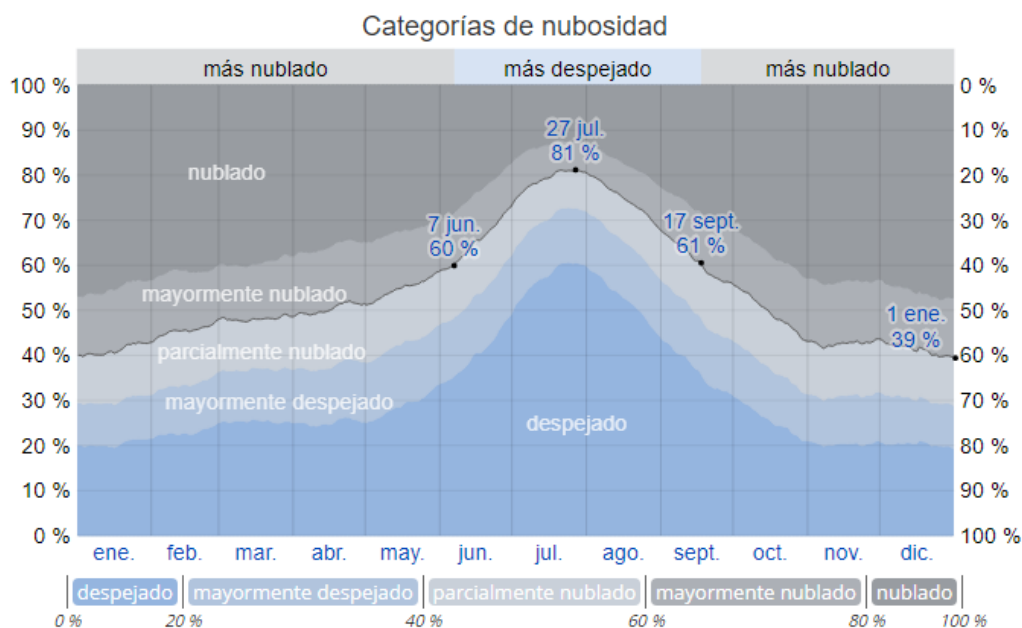


Ilustración 24: Categoría de nubosidad en Pontevedra. Weather Spark

Considerando un día mojado como aquel día que, por lo menos, tiene 1 mm de líquido o precipitación equivalente, la probabilidad de día mojado varía. La temporada con más precipitaciones dura 8,2 meses, desde finales de septiembre hasta principios de junio, con una probabilidad de que sea un día mojado igual al 26 %, alcanzándose un máximo de 46% en enero. La temporada seca abarca de junio hasta septiembre (3,8 meses), alcanzándose incluso valores de tan solo el 9%.

Las precipitaciones máximas son en diciembre cuando se puede alcanzar en un día una media de 151 mm mientras que en julio son de tan solo de 21 mm.

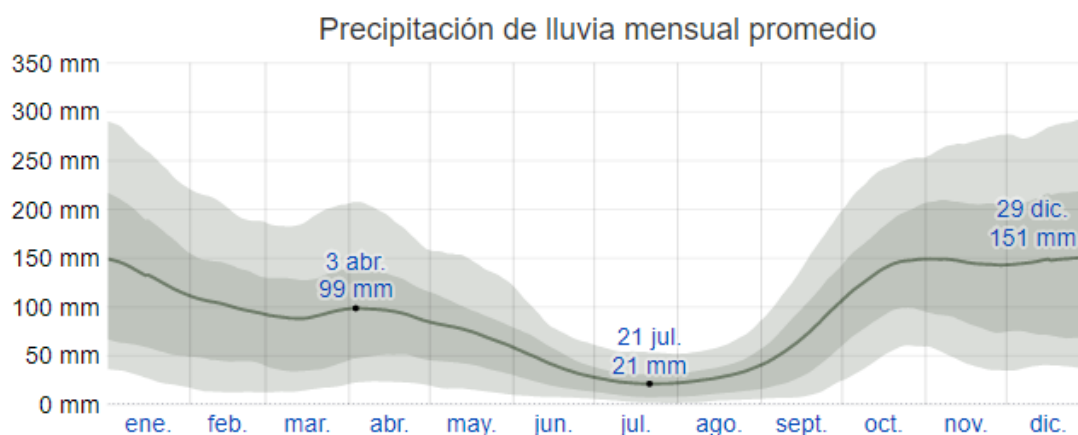


Ilustración 25: Precipitación de lluvia mensual promedio en Pontevedra. Weather Spark

El viento promedio a 10 metros sobre el suelo varía estacionalmente más levemente que otros parámetros medidos. El viento presenta mayor intensidad de octubre a mayo. La dirección predominante del viento viene del norte durante 7,3 meses (febrero a octubre) mientras que en el resto del año la dirección predominante es sur.

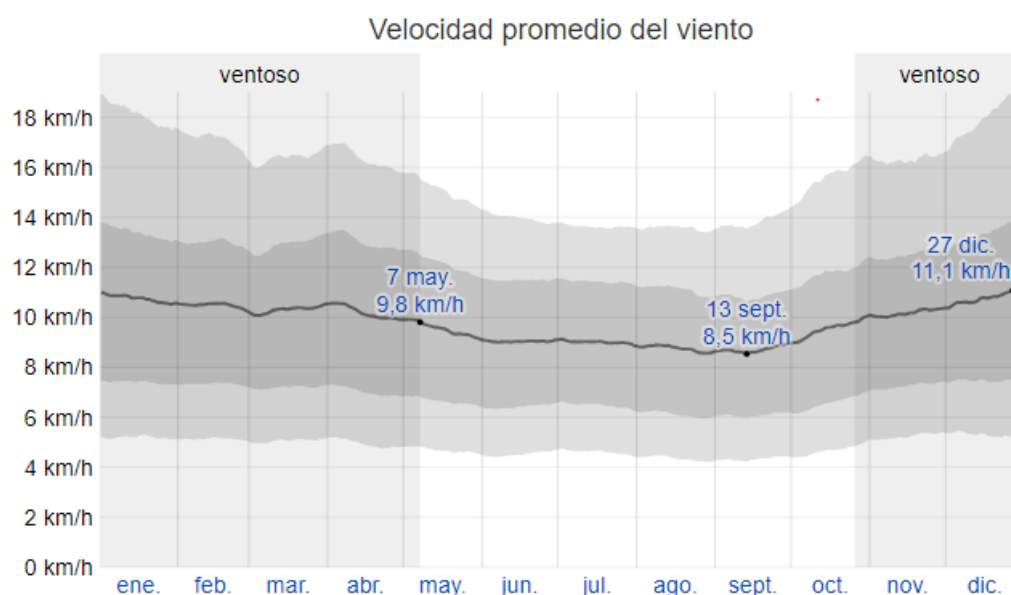


Ilustración 26: Velocidad promedio del viento en Pontevedra. Weather Spark

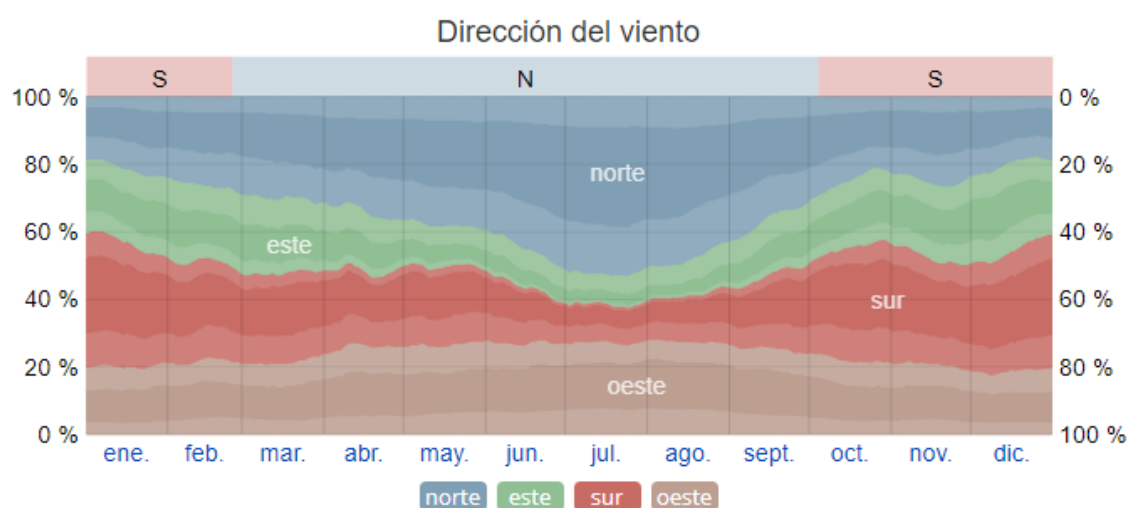


Ilustración 27: Dirección del viento en Pontevedra. Weather Spark

El oleaje es un elemento clave, pero no se va a estudiar en ese apartado en profundidad porque ya aparece un estudio minucioso en el Anexo I.

6.2.2. Geología

La zona en la que se encuentra el proyecto se sitúa en la zona más interna de la Cadena Varisca del noroeste de la península Ibérica, caracterizada por un gran desarrollo de deformación, metamorfismo y plutonismo en condiciones relativamente profundas, durante la formación de dicho orógeno, a finales del Paleozoico.

El sustrato está constituido por rocas metasedimentarias muy deformadas que presentan ganitoides de diverso tipo. En el área se localiza una estrecha banda de rocas metasedimentarias de anchura entre 1,5 y 4 km, en dirección N-S paralelas a la estructura varisca, limitada a este y oeste por granitoides. En la banda existen cuerpos graníticos de menor entidad y abundante número de diques graníticos, pegmáticos y aplíticos de dimensiones muy variadas. Dicha banda se prolonga hacia el norte apareciendo en varios sectores de la costa de Galicia y hacia el sur, hacia Portugal. (Toyos & Rodríguez, 2010)

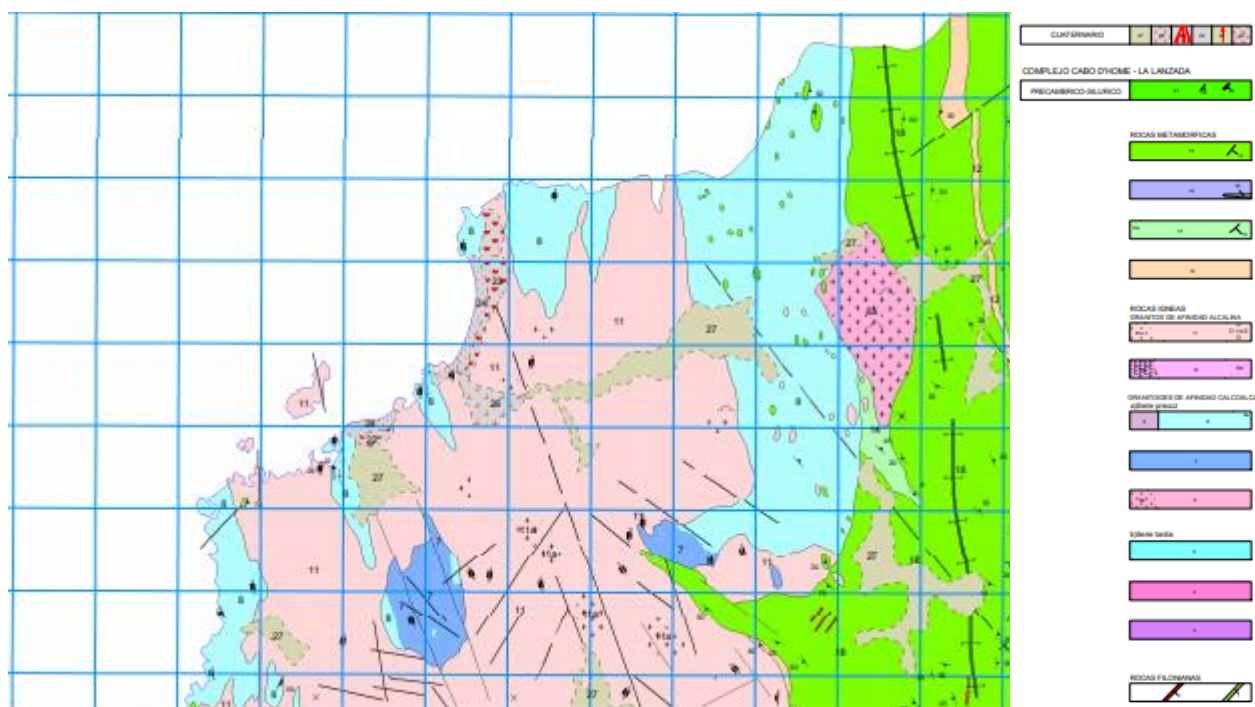


Ilustración 28: Mapa Geológico de la Zona. Instituto Geológico y Minero de España

6.2.3. Medio biológico

Muy cerca de la entrada a la ría de Vigo se encuentra las islas Cíes, parte del Parque Nacional de las Islas Atlánticas de Galicia. Es un lugar protegido por la legislación

medioambiental por la gran cantidad de diversidad de flora y fauna que en ella se encuentra. Está formada por tres islas: Monte Agudo o Norte, isla de Faro o del Medio e isla de San Mario o del Sur. A pesar de ser un espacio reducido, el medio cambia mucho de este a oeste. En la parte este se dan paisajes de playas, dunas y arenales. En la parte oeste dominan los acantilados escarpados y las grutas marinas. El estrato arbóreo original era el roble rebollo, pero ahora y debido a la acción del hombre, solo se encuentran pequeños núcleos aislados del mismo. El roble ha sido sustituido por eucaliptos, mimosas y pinos resineros. En la parte de los acantilados no presenta tanto arbolado, su vegetación está representada por la presencia de endemismos galaico-portugueses como la angélica o la hierba de enamorar. En la porción de mar de espacio protegido se encuentran algas pardas como *Laminaria* y *Sacorhiza*.

La fauna está representada por la gran cantidad de aves marinas. La especie representativa es la gaviota patiamarilla. También el cormorán moñudo, y en menor medida la gaviota sombría y el paíño. Los anfibios y reptiles que se encuentran son lagartijas, salamandras, lagarto ocelado y eslizón de cinco dedos. En la zona de acantilados hay mejillones y percebes.

Las especies vegetales que se encuentran en la zona son: angélica, hierba del espíritu santo o raíz de larga vida, *Armeria* o *herba namoradeira*, barrón o *feo da praia*, camarina o *camariña*, cardo de mar, cardo marino o *cardo da ribeira*, correhuela rosa, carpaza, jaguarzo morisco, jara negra o tomillo blanco, carraspique o cestillo de plata, castaño, cndrino, esparraguera, eucalipto macho o eucalipto medicinal, fresno común o fresno europeo, hinojo marino o perejil de mar, jaguarzo negro, nardo marítimo, azucena de mar o *cebola das gavotas*, pino insigne o de monterrey, pino marítimo o rodeno, retama mansa, roble melojo, tomillo bravo y tojo.

Las aves que habitan son: gaviota patiamarilla, cormorán moñudo, gaviota oscura, paíños, alcatraz, azor, colimbo ártico, halcón peregrino, pardela pichoneta, gaviota reidora y arao común.

Entre los mamíferos destacan conejos, erizos y nutrias.

Los reptiles son: escáncer de cinco dedos, lagarto arnal, la lagartija y culebras.

Los anfibios son menos frecuentes, alguna rana común y poco más.

En el medio marino hay: bogavantes, centollos, pulpos, percebes, mejillones, erizos de mar, anémonas, lenguados, rodaballos, moluscos bivalvos, delfines, ballenas y focas.

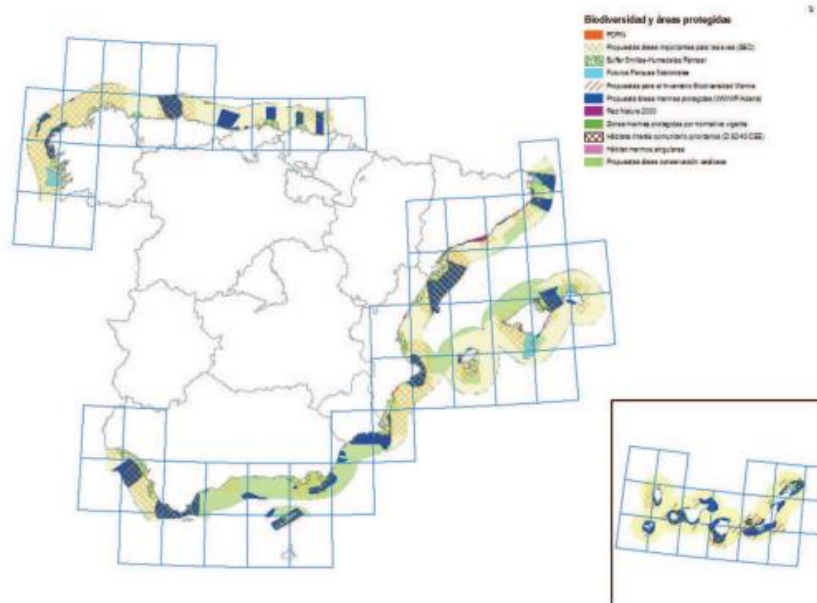


Ilustración 29. Biodiversidad y Áreas Protegidas. Estudio estratégico Ambiental

De acuerdo con el plano anterior, habrá que prestar especial atención a las aves.

Tras todos los análisis, y de acuerdo con “Estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”, el área donde se sitúa el estudio se enmarca en zonas con condicionantes, es decir, zonas que tienen restricciones, pero en las que se puede plantear situar una instalación en el mar.

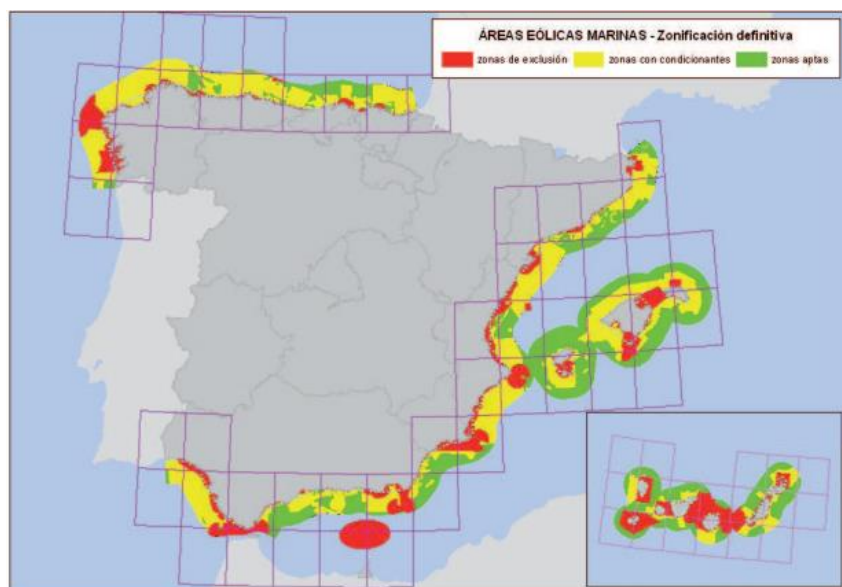


Ilustración 30: Zonificación definitiva de impacto Ambiental. Estudio Estratégico Ambiental

6.3. Identificación de impactos y valoración de los mismos

Los impactos que se generan y la restitución y valoración de los mismos son diferentes en función de la tecnología a emplear, por eso se va a diferenciar en función de onshore, nearshore y offshore.

6.3.1. Impactos y valoración en la localización onshore

IMPACTO VISUAL

Este tipo de instalación es la que más contaminación visual generaría, por las grandes construcciones que se deben ejecutar en primera línea de costa, o bien por la necesidad de construcción de un espigón en el mar. No obstante, y debido a la existencia de un rompe olas en el puerto de Bayona donde se va a ejecutar la instalación, sólo hará falta aumentar el grosor de dicha construcción y el impacto visual no será muy alto.

IMPACTO POR EMISIÓN DE GASES Y TOXINAS

Las máquinas que trabajan en la ampliación del espigón y en la construcción emitirán gases y otras sustancias tóxicas, si bien no serán mas altas que las de cualquier obra y otros vehículos.

IMPACTO SOBRE LA FAUNA

El impacto será mínimo debido a que produce el mismo efecto que el espigón (ya construido) tendría sobre los animales, así que no es un efecto negativo añadido.

IMPACTO ACÚSTICO

El ruido generado tanto en el montaje como en la operación deben ser valorados por su afección al medio ambiente y a los que allí habitan.

Las máquinas que se encargan del trabajo en el espigón generarán ruidos molestos sobre todo a las personas. Se seguirán en todo momento la normativa de ruidos y las directrices que allí aparecen.

Durante la generación de energía eléctrica el ruido emitido es mínimo siempre que la sala de máquinas esté bien construida.

El transformador está insonorizado y, si se instala y diseña correctamente, no debe emitir ruido.

6.3.2. Impactos y valoración en la localización nearshore.

IMPACTO VISUAL

Estos dispositivos presentan una parte flotando sobre el mar y otra parte apoyada sobre el lecho marino. Apenas 0,5 m sobresalen de la boya desde el fondo y un diámetro de 4,6 m.

A una distancia de 600 m que es a la que se instala la central el impacto visual es pequeño, pero algo se aprecia.

IMPACTO POR EMISIÓN DE GASES Y TOXINAS

Los buques cableros y los buques de servicio expulsan toxinas, gases y sustancias sólidas que afectan al medio ambiente. No obstante, estos barcos contaminan igual que los barcos mercantes, pesqueros, recreativos, etc. Por tanto, no generan contaminación extra.

IMPACTO EN EL MEDIO COSTERO

El principio de funcionamiento de un dispositivo convertidor de olas es la captación de energía de las olas para su conversión. Esto implica que extrae energía de la ola para su conversión en energía eléctrica, por tanto, tras el paso de la ola por el convertidor de olas, poseerá menos energía que previo al paso. Esto implica modificaciones en la costa y en el medio marino.

El dispositivo Seabased solo aprovecha una pequeña parte de la energía que le llega proveniente del océano. Además, la separación entre dispositivos será de 40 m con lo que la energía extraída del océano es mínima, y la afección al medio es pequeño en este aspecto.

IMPACTO EN EL FONDO MARINO

El Seabased apoya toda su estructura sobre el lecho marino. El dispositivo mide 7 m y pesa lo suficiente como para no desplazarse aún en las peores condiciones. Además, el cableado y cajas de interconexión submarina van por el fondo del mar, así como el centro de transformación, lo que provoca alteraciones en el medio marino. Durante la instalación, puede producirse una perturbación en las especies que habitan el fondo marino. Antes de su instalación, hay que asegurar que la colocación no se realiza sobre algas u otras especies vegetales marinas, para minimizar los riesgos.

El retiro y desmantelamiento de los equipos es una operación sencilla. En el instante en que se retiran se produce un impacto sobre las capas de sedimentación del lecho marino, pero esto se restituye en unos pocos días.

Durante la vida de funcionamiento de la central, los componentes pueden atraer a pequeños animales marinos a buscar refugio en su estructura (como moluscos o cangrejos de mar), no obstante, esto no supone daño alguno ni a los equipos ni al hábitat en sí. No obstante, el número esperado no es especialmente alto.

Las zanjas que se deben hacer para pasar cable seguirán el trazado lo más corto posible.

IMPACTO SOBRA LA FAUNA

Los peces tienden a agruparse sobre estructuras que están flotando sobre la superficie del agua marina. No obstante, la estructura flotante es pequeña, y las estructuras flotantes están separadas entre sí una distancia considerable, así que las comunidades de peces que se concentren en torno a ellas serán mínimas. Así que este ligero aumento no debiera suponer un desequilibrio en el ecosistema y los peces no sufren ninguna actividad perniciosa en su vida.

El hecho de que la comunidad de peces no experimente un aumento considerable supone que el número de aves en la zona tampoco aumentará en exceso, si acaso, algunas aves que hacen incursiones en el agua para su alimentación. La estructura podrá servir como apoyo de aves. Las partes móviles no suponen un peligro para estas aves puesto que su movimiento relativo es suave sin cambios bruscos. Puede existir algún riesgo mínimo para aves que necesiten zambullirse en el agua para pescar. Por eso, se puede suponer que el riesgo para las aves es mínimo.

Existen cetáceos y delfines en la zona, aunque suelen estar en aguas más profundas sobre todo en el entorno de las islas Cíes. El máximo problema que podría presentarse es el enredo en los cables y cadenas de amarre. Se pondrán holgados de tal forma que queden sujetos al fondo, pero concedan cierto movimiento. Sí que existe riesgo mínimo de impacto contra alguna de las estructuras.

IMPACTO ACÚSTICO

El ruido generado tanto en el montaje como en la operación deben ser valorados por su afección al medio ambiente y a los que allí habitan.

Con los barcos donde se cargan las máquinas desde tierra firme hasta su punto en alta mar hay una importante contaminación acústica. No obstante, no es mucho mayor que la de otro barco del mismo tamaño que navegue por esas aguas. Además, la duración del tiempo de instalación de la maquinaria es pequeña, por tanto, habrá que hacer poco uso de barcos y el impacto no será muy grande.

El movimiento de la boya se hace a la vez que el movimiento de las olas, y tiene un movimiento lento. Los sonidos de la ola hacen imperceptibles el ruido de la boya en movimiento.

La parte del convertidor que más ruidos hace es la parte fondeada, donde se encuentran las partes móviles como imanes y pistones. No obstante, con un diseño adecuado y teniendo en cuenta que el agua es 800 veces más densa que el aire y su velocidad de sonido es 4,3 veces más rápida que la del aire, por lo que la impedancia acústica específica del agua es 3.500 veces superior a la del aire: un sonido en el agua con una determinada amplitud de presión es 3.500 veces menos intenso que en el aire con la misma presión acústica, el ruido queda prácticamente mitigado. Ocurre algo similar con la subestación eléctrica submarina.

Por la distancia de la instalación a tierra firme, no hay molestias a las personas en tierra firme.

CONFLICTO CON OTROS USOS MARÍTIMOS

Los principales conflictos que pueden surgir son las incompatibilidades con el tráfico marítimo tanto comercial como de recreo, y con la actividad de la pesca. El principal punto comercial en el entorno es el puerto de Vigo. No obstante, la instalación está lo suficientemente alejada de la entrada de la ría como para que esto suponga un problema. En el entorno donde se proyecta el parque offshore no hay grandes bancos de peces, y no obstaculiza a la principal ruta marítima de esta ubicación, que une los mares de Europa del Norte con África y el Mediterráneo.

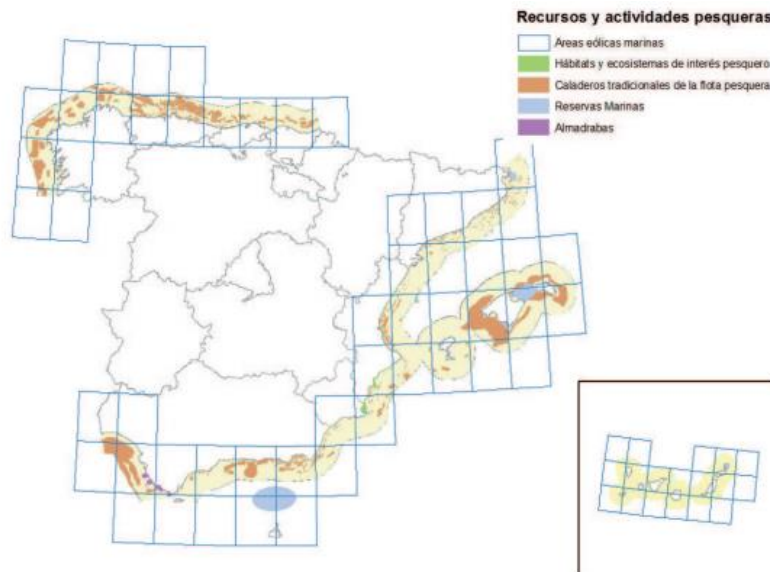


Ilustración 31: Recursos y actividades pesqueras. Secretaría General de Pesca Marítima

No obstante, a este respecto es factible que existan discrepancias, por ello se incluirá a los actores implicados (capitanes de embarcación y transportistas que fondean en el puerto de Vigo u otros puertos más pequeños deportivos o pesqueros de alrededores), para que el desvío de las embarcaciones sea coherente.

Se colocarán boyas luminosas para mitigar los efectos de una posible colisión.

6.3.3. Impactos y valoración en la localización offshore.

IMPACTO VISUAL

Estos dispositivos están diseñados para que operen flotando sobre la superficie marina, estando sumergido aproximadamente la mitad de la estructura. Si el diámetro de la máquina es de 4 m, esto implica que cerca de 2 m son visibles. Además, en la articulación se colocan luces amarillas que emiten un destello cada 5 s, siendo visibles a 2 millas náuticas.

No obstante, y teniendo en cuenta que se sitúa a 8,85 km de la costa, el hecho de que sobresalgan 2 m es ínfimo si se compara con la distancia total.

IMPACTO POR EMISIÓN DE GASES Y TOXINAS

Los buques cableros y los buques de servicio expulsan toxinas, gases y sustancias sólidas que afectan al medio ambiente. No obstante, estos barcos contaminan igual que

los barcos mercantes, pesqueros, recreativos, etc. Por tanto, no generan contaminación extra.

IMPACTO EN EL MEDIO COSTERO

El principio de funcionamiento de un dispositivo convertidor de olas es la captación de energía de las olas para su conversión. Ésto implica que extrae energía de la ola para su conversión en energía eléctrica, por tanto, tras el paso de la ola por el convertidor de olas, poseerá menos energía que previo al paso. Esto implica modificaciones en la costa y en el medio marino.

Según informa el fabricante, el Pelamis solo extrae un porcentaje pequeño con respecto a la energía total de la ola, con lo que no extrae el total de la energía contenida en el mar, sino tan solo una parte.

IMPACTO EN EL FONDO MARINO

El dispositivo Pelamis tiene que estar fondeado en el lecho marino para evitar que esté a la deriva. Además, el cableado y cajas de interconexión submarina van por el fondo del mar, lo que provoca alteraciones en el medio marino. Durante la instalación, puede producirse una perturbación en las especies que habitan el fondo marino.

El retiro y desmantelamiento de los equipos es una operación sencilla. En el instante en que se retiran se produce un impacto sobre las capas de sedimentación del lecho marino, pero esto se restituye en unos pocos días.

Durante la vida de funcionamiento de la central, los componentes pueden atraer a pequeños animales marinos para buscar refugio en su estructura (como moluscos o cangrejos de mar), no obstante, esto no supone daño alguno ni a los equipos ni al hábitat en sí. No obstante, el número esperado no es especialmente alto.

Las zanjas que se deben hacer para pasar cable seguirán el trazado lo más corto posible.

IMPACTO SOBRE LA FAUNA

Los peces tienden a agruparse sobre estructuras que están flotando sobre la superficie del agua marina. Existe probabilidad alta de que bancos de peces se localicen

en el entorno de la estructura. Además, es probable que se experimente un ligero ascenso del número de ejemplares por la ausencia de pesca. No obstante, este aumento no debiera suponer un desequilibrio en el ecosistema y los peces no sufren ninguna actividad perniciosa en su vida.

La localización de peces en el entorno de la estructura supondrá también que exista probabilidad de que aumenten aves que hacen incursiones en el agua para su alimentación. Además, la estructura podrá servir como apoyo de aves. Las partes móviles no suponen un peligro para estas aves puesto que su movimiento relativo es suave sin cambios bruscos. Puede existir algún riesgo mínimo para aves que necesiten zambullirse en el agua para pescar. Por eso, se puede suponer que el riesgo para las aves es mínimo.

Existen cetáceos y delfines en la zona, sobre todo en el entorno de las islas Cíes. La estructura de este conversor es similar a la de otras estructuras flotantes, por lo que no presenta problemas. El máximo problema que podría presentar es el enredo en los cables y cadenas de amarre. Se pondrán holgados de tal forma que queden sujetos al fondo, pero concedan cierto movimiento.

IMPACTO ACÚSTICO

El ruido generado tanto en el montaje como en la operación deben ser valorados por su afección al medio ambiente y a los que allí habitan.

Con los barcos donde se cargan las máquinas desde tierra firme hasta su punto en alta mar hay una importante contaminación acústica. No obstante, no es mucho mayor que la de otro barco del mismo tamaño que navegue por esas aguas. Además, la duración del tiempo de instalación de la maquinaria es pequeña, por tanto habrá que hacer poco uso de barcos y el impacto no será muy grande.

El Pelamis se mueve de manera lenta, por tanto, el sonido no es demasiado alto. Los momentos donde más sonido pueden emitir ocurren con el hilado de motores, llegando hasta los 80 dB. No obstante, esto se propaga fundamentalmente por el agua, donde la impedancia acústica es 3500 veces mayor que en el aire y la propagación del ruido es peor.

Por la distancia de la instalación a tierra firme, no hay molestias a las personas en tierra firme.

CONFLICTO CON OTROS USOS MARÍTIMOS

Los principales conflictos que pueden surgir son las incompatibilidades con el tráfico marítimo tanto comercial como de recreo, y con la actividad de la pesca. El principal punto comercial en el entorno es el puerto de Vigo. No obstante, la instalación está lo suficientemente alejada de la entrada de la ría como para que esto suponga un problema. En el entorno donde se proyecta el parque offshore no hay grandes bancos de peces, y no obstaculiza a la principal ruta marítima de esta ubicación, que une los mares de Europa del Norte con África y el Mediterráneo.

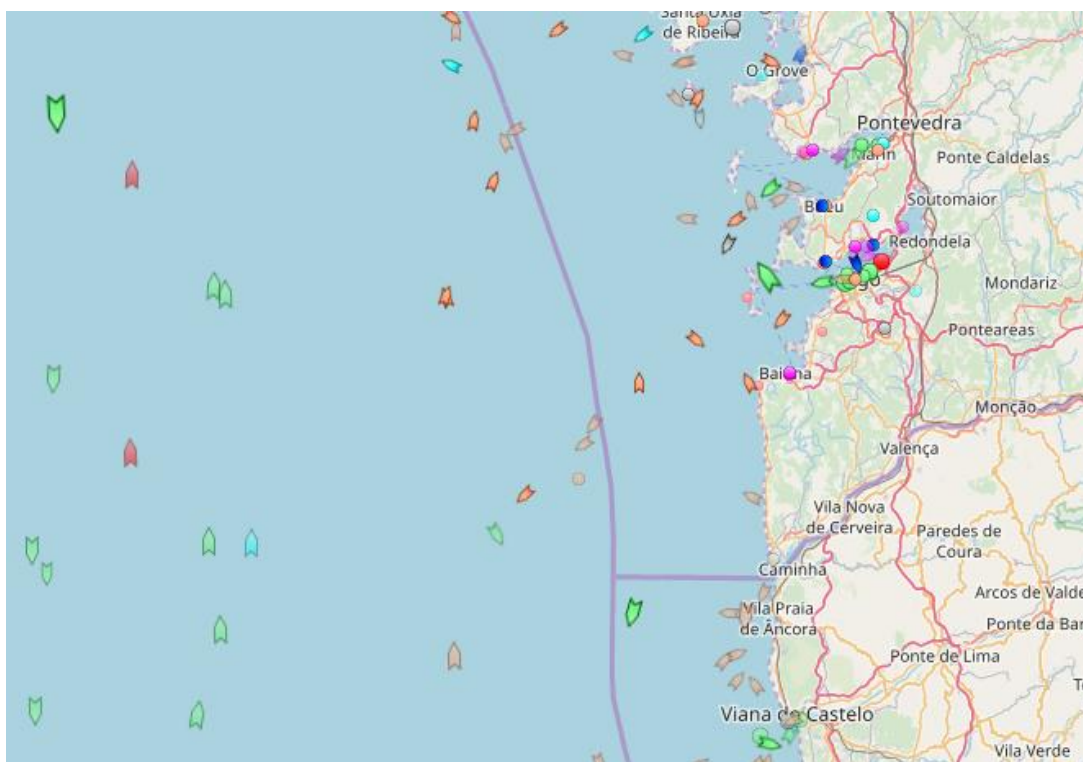


Ilustración 32: Tráfico Marítimo en el entorno del Cabo Silleros. SailingHeaven.com

No obstante, a este respecto es factible que existan discrepancias, por ello se incluirá a los actores implicados (capitanes de embarcación y transportistas que fondean en el puerto de Vigo u otros puertos más pequeños deportivos o pesqueros de alrededores), para que el desvío de las embarcaciones sea coherente.

Además, para evitar su colisión, el Pelamis está pintado de colores vivos (rojo o naranja), tiene balizas luminosas y se colocan boyas luminosas perimetrales para asegurar la integridad de la instalación y de los navíos que deben circular por lugares cercanos. Así mismo, las luces que forman parte de las juntas de Pelamis presentan una luz intermitente de gran visibilidad, con lo que se pueden prevenir choques.

7. VIABILIDAD ECONÓMICA

Los cálculos más descriptivos en el *Anexo IV: Presupuesto y análisis de viabilidad económica*.

7.1. Presupuestos

Tabla 4: Resumen del presupuesto de la central Onshore

1. Trabajos previos:	70380,00 €
2. Obra civil	433207,84 €
3. Protección de la cámara	54979,85 €
4. Turbinas	1102166,23 €
5. Subestación baja/alta tensión	68095,09 €
6. Línea	100624,35
7. Estudios	16000,00 €
Total (P.E.M)	1845453,38 €
+ 6% beneficio industrial+13 gastos generales	2196089,52 €
+21% I.V.A	2657268,32 €

Tabla 5: Resumen del presupuesto de la central Nearshore

1. Trabajos previos:	5057,50 €
2. Generadores	1684049,92 €
3. Subestación submarina	393986,40 €
4. Líneas	611706,51
5. Documentos	11900,00 €
Total (P.E.M)	2706700,33 €
+ 6% beneficio industrial+13 gastos generales	3220973,39 €
+21% I.V.A	3897377,81 €

Tabla 6: Resumen del presupuesto de la central Offshore

1. Trabajos previos:	2550 €
2. Generadores	2983973,28 €
3. Líneas	2141757,17 €
4. Documentos	11900 €
Total (P.E.M)	5155031,65 €
+ 6% beneficio industrial+13 gastos generales	5979836,72 €
+21% I.V.A	7056207,32 €

7.2. Viabilidad económica

Las centrales offshore y onshore distan mucho de ser rentables, en el año vigésimo quinto (vida útil) siguen todavía con pérdidas muy grandes, por lo que nunca llegarán a ser rentables.

La central nearshore, que en un principio es rentable antes de los 25 años según los cálculos, incluye mucha incertidumbre por los factores variables que intervienen en la retribución de la central, debido también que la rentabilidad se alcanza cerca del año 23. Por tanto, aunque es más rentable que los anteriores, la rentabilidad a 25 años es dudosa.

8. CONCLUSIONES

En primer lugar, las conclusiones existentes con respecto a la energía undimotriz es particular para cada tecnología y para cada espacio concreto. Los diferentes convertidores de olas están diseñados para un intervalo de altura de olas, un periodo de pico y una profundidad concreta. Esto implica que una determinada tecnología puede ser más productiva en una zona determinada pero improductiva en otro punto, incluso en zonas próximas con menos profundidad.

El hecho de que existan más de 1000 patentes de convertidores de olas, y de que sea una tecnología emergente implica que ninguna técnica se haya impuesto sobre otra.

El éxito de esta tecnología pasa porque un convertidor de olas sea capaz de producir energía, con una eficiencia aceptable, en un amplio rango de situaciones, o bien en un rango más limitado, pero bien definido.

Además, el hecho de que esta tecnología es emergente es cierto se secretismo en cuanto a la información obtenible sobre estos tipos de tecnología, sobre todo en las nuevas tecnologías.

No se descarta que la elección de otro tipo de tecnología pudiera haber mejorado los resultados obtenidos. Aún así, el hecho de que existan plantas convertidoras conectadas a la red eléctrica en localizaciones similares hace que la elección de las máquinas sea buena para comparar y para intentar analizar el estado de la materia. Además, el hecho de que estén ensayadas facilita la adquisición de datos y análisis reales y contrastados.

Lo que si que puede observarse es avance en cuanto a la eficiencia de los convertidores, prueba de ellos que el mejor rendimiento obtenido es en la central nearshore, que también es la tecnología más nueva.

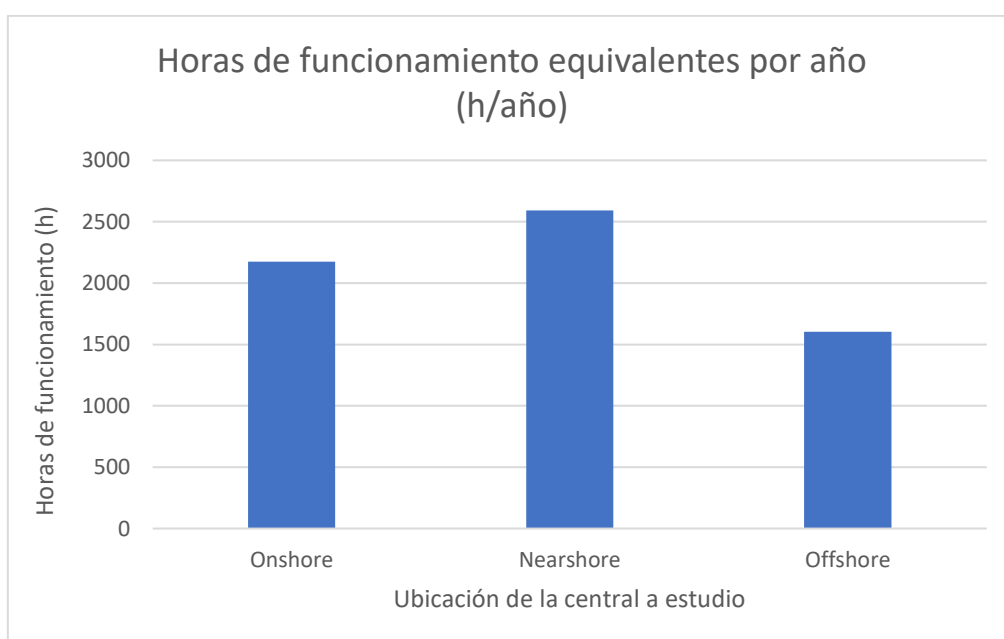


Ilustración 33: Horas de funcionamiento equivalente por año y por ubicación

Si divides el número de horas equivalentes de funcionamiento por las horas que tiene un año, obtienes un valor característico de las centrales de producción energética. Los valores son:

- Factor de capacidad de la central onshore: 0,248.
- Factor de capacidad de la central nearshore: 0,296.

- Factor de capacidad de la central offshore: 0,183

Los factores de funcionamiento no sobrepasan de 0,3. No es mal dato teniendo en cuenta que es una energía emergente.

Actualmente, técnicamente es viable la producción de energía eléctrica a partir de las olas, prueba de ello son las plantas que existen conectadas a la red. No obstante, también es relevante el hecho de que el número de plantas conectadas a la red sea reducido, y tras el análisis realizado en este estudio, se constata el hecho de que si no se han construido más plantas probablemente se deba, entre otros factores, a las limitaciones tecnológicas que todavía existen en el sector.

Quizás lo bueno que tenga esta tecnología son las múltiples acciones que pueden ser extrapoladas para aprovechar en la tecnología undimotriz. Por ejemplo, aunque no existan muchas instalaciones en alta mar, si que existen instalaciones eólicas offshore, y la forma de interconectar parques eólicos offshore con la costa es similar a la forma de conectar parques undimotrices con tierra firme, o las subestaciones submarinas, o la forma de disponer de los convertidores en tierra firme. Así mismo, minimizar el impacto de la energía undimotriz tiene muchas similitudes con acciones sobre estructuras flotantes como boyas, plataformas diversas y, de nuevo, con los aerogeneradores offshore. El impacto en el medio no es excesivamente alto, y mejora conforme se aleja de la costa.

El mantenimiento de la central onshore debe parar por mantenimiento por lo menos una vez al año. Aún así, el mantenimiento es accesible y muy similar al mantenimiento de una central minihidráulica.

Por el contrario, el acceso a las centrales nearshore y offshore para su mantenimiento no es demasiado accesible. Tan solo pequeñas reparaciones pueden realizarse in situ, para el resto la máquina debe ser remolcada por un barco específico a tierra firme para su operación. Es por esta razón por lo que se diseña para que pueda funcionar toda su vida útil sin necesidad de operar directamente sobre él.

La central onshore cuesta 3072,684235 € por kW instalado, la central nearshore cuesta 2677,58056 € por kW instalado y la central offshore cuesta 3733,66288 € por kW instalado.

El análisis económico y más detallado se encuentra en el *Anexo IV: Presupuesto y análisis de viabilidad económica*. A modo de resumen hay que decir que la central onshore y offshore quedan lejos de ser económicamente viables durante su vida útil. La central nearshore se encuentra más cercana a la rentabilidad durante su vida útil, no obstante, los datos han de tomarse con cautela puesto que son muchas las incertidumbres a la hora de estimar producciones futuras (por la volatilidad de las variables que entra en juego como la altura significativa y el periodo de pico), a la hora de calcular el precio de la electricidad y a la hora de estimar las variables retributivas que fija el ministerio.

En definitiva, la energía undimotriz está todavía en fase experimental y aún hace falta invertir recursos para que estos dispositivos puedan competir con las energías renovables más asentadas. La cantidad de energía que producen todavía no es suficiente para que pueda ser rentable, el hecho de que sea una tecnología emergente es que aún es demasiado cara, y las políticas de los últimos años no favorecen a las energías más experimentales. No obstante, en un futuro podrían adquirir importancia y relevancia, por la elevada cantidad de energía de la que dispone el recurso.

9. BIBLIOGRAFÍA

- Amundarain, M. (2012). La energía renovable procedente de las olas. Ikastorratza. e-Revista de Didáctica 8, Retrieved 2012/02/25 from http://www.ehu.es/ikastorratza/8_alea/energia/energia.pdf (ISSN: 1988-5911)
- Andersen, K., Chapman, A., Hareide, N.R., Folkestad, A.O., Sparrevik, E. y Langhamer O. (2009). Environmental Monitoring at the Maren Wave Power Test Site off the Island of Runde, Western Norway: Planning and Design. Uppsala: Vattenfall Research and Development AB.
- Andreotti, J.I. (2014). ¿Cómo funciona el PELAMIS?. Recuperado el 15 de noviembre de 2018, de <http://ingenieroandreotti.blogspot.com>.

- Archaga, M. (2011). Proyecto Tipo Centro de Transformación de Distribución en Edificio Prefabricado (IT.0119.ES.RE.PTP). Unión Fenosa Distribución.
- Bitowt, M. y Johansson, M. (2013). Design of a tidal power park and a wave power park with a techno-economical approach. Göteborg: TeknologTryck.
- Dahlsten, H. (2009). Life Cycle Assessment of Electricity from Wave Power. Uppsala: Examensarbete (Institutionen för energi och teknik, SLU).
- Ekström, R., Baudoine, A., Rahm, M. y Leijon, M. (2012). Marine substation design for grid-connection of a research wave power plant on the Swedish West coast. Uppsala.
- Fernández, S. (2017). Analizamos los datos de la Central Undimotriz de Mutriku. Producción, factor de capacidad, problemas... Recuperado el 13 de noviembre de 2018, de <http://www.diariorenovables.com>
- Frandsen, J., Doblaré, M., Rodríguez, P. y Reyes, M. (2012) Technical assessment of the Pelamis Wave Energy Converter concept. Abengoa seapower.
- General Cable. Offshore Cables Catalogue. (2015). Barcelona.
- Hoyos, P. (2014) Proyecto de Central Undimotriz para Autoconsumo del Ayuntamiento de Comillas (Trabajo de Fin de Carrera). Universidad de Cantabria. Cantabria.
- Ibarra-Berastegui, G., Sáñez, J., Ulazia, A., Serras, P., Esnaola, G. y García-Soto. (2017). Electricity production, capacity factor, and plant efficiency index at the Mutriku wave farm (2014-2016). Plentzia: Elsevier Ltd.
- IDAE. Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. (2011). Madrid: servicios de publicaciones del IDAE.
- Joubert, J., van Niekerk, J., Reinecke, J. y Meyer, I. (2013). Wave Energy Converters (WECs). Matieland: Centre of Renewable and Sustainable Energy Studies.

- Jonsson, L. y Krell, M. (2011) Evaluating the Potential of Seabased's Wave Power Technology in New Zealand. Uppsala.
- Losada, I., Vidal, C., Méndez, J., Mínguez, R., Requejo, S., Camus, P., Tomás, A., Menéndez, Melisa., Izaguirre, C., Espejo, A., González, B., Kakeh, Nabil., Fernández, F. y Maza, F. Evaluación del potencial de la energía de las olas. Estudio Técnico PER 2011-2020. (2011). Madrid: servicios de publicaciones del IDAE.
- Muñoz, J., Rodríguez, F., Llorca, J., Arana, E., Berenguer, J., Conde, J., Negro, V., Pita, E., Rodríguez, J. y Sanchidrián, C. (1992). Recomendaciones para obras marítimas 0.3-91 Oleaje. Anejo 1. Clima marítimo en el litoral español. Madrid: Centro de Publicaciones.
- Omarzábal. (2010). Instrucciones generales de PFU. Centro de transformación prefabricado de superficie.
- Osta, V., Huertas, C., Holmes, B., Marie, A. (2011). Streamlining of Ocean Wave Farms Impact Assessment. Deliverable D21. Catalogue of Wave Energy Test Centres. Bilbao, Plymouth.
- Rahm, M. (2010). Ocean Wave Energy. Underwater Substation System for Wave Energy Converters. Uppsala: Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology 711.
- Rahm, M., Boström, C., Svensson, O., Grabbe, M., Bülow, F. y Leijon, M. (2009). Laboratory Experimental Verification of a Marine Substation. Octava conferencia de energía de olas y corrientes en Europa. Uppsala, Suecia.
- Rusu, E. (2014). Evaluation of the Wave Energy Conversion Efficiency in Various Coastal Environments. Galati.
- Sharkey, F. (2015). Offshore Electrical Networks and Grid Integration of Wave Energy Converter Arrays-Techno-economic Optimisation of Array Electrical Networks, Power quality Assessment, and Iris Market Perspectives. Tesis en la School of Electrical and Electronic Engineering Dublin Institute of Technology, Dublin.

- Yemm, R., Pizer, D., Retzler, C. y Henderson, R. (2012). Pelamis: experience from concept to connection. Philosophical Transactions of the Royal Society, 370, 365-380.
- Página Web Puertos del Estado, Ministerio de Fomento. <http://www.puertos.es>
- Herramienta c3h del IH Cantabria. <http://www.c3e.ihcantabria.com/>

Trabajo de Fin de Máster

Anexo 1:

Producción de energía eléctrica

Autor

Mario Martínez Ruiz de la Torre

Tutor: Pedro José Zorzano Santamaría

MÁSTER:
Máster en Ingeniería Industrial (852M)

Escuela de Máster y Doctorado



AÑO ACADÉMICO: 2018/2019

Índice

1.	Oleaje en Cabo Silleros.....	1
1.1.	Oleaje en el emplazamiento onshore	1
1.2.	Oleaje en el emplazamiento nearshore	10
1.3.	Oleaje en el emplazamiento Offshore	19
1.4.	Resumen de los datos del oleaje.....	28
2.	Aprovechamiento energético.....	28
2.1.	Recurso energético en el emplazamiento nearshore	30
2.2.	Recurso energético en el emplazamiento nearshore	30
2.3.	Recurso energético en el emplazamiento offshore	31
3.	Producción de energía eléctrica en Cabo Silleros	32
3.1.	Producción eléctrica en el emplazamiento onshore.....	32
3.2.	Recurso energético en el emplazamiento nearshore	35
3.3.	Recurso energético en el emplazamiento offshore	37

Índice de ilustraciones

Ilustración 1:	Altura significativa – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado	1
Ilustración 2:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado	2
Ilustración 3:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado.....	2
Ilustración 4:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado	3
Ilustración 5:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado.....	3
Ilustración 6:	Periodo de pico – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado	4
Ilustración 7:	Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado	4
Ilustración 8:	Periodo de Pico– Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado.....	5
Ilustración 9:	Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado	5
Ilustración 10:	Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado.....	6
Ilustración 11:	Rosa de Altura Significante en el emplazamiento nearshore. Puertos del Estado	8
Ilustración 12:	Rosa del tiempo de pico en el emplazamiento Nearshore. Puertos del Estado ...	9
Ilustración 13:	Altura significativa a lo largo de dos años emplazamiento nearshore. Puertos del Estado.....	9
Ilustración 14:	Altura significativa – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado	10
Ilustración 15:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado ...	11
Ilustración 16:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado	11
Ilustración 17:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado	12
Ilustración 18:	Altura significativa – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado	12
Ilustración 19:	Periodo de pico – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado	13
Ilustración 20:	Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado	13
Ilustración 21:	Periodo de Pico– Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado.....	14
Ilustración 22:	Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado	14
Ilustración 23:	Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado.....	15

Ilustración 24: Rosa de Altura Significante en el emplazamiento nearshore. Puertos del Estado	17
Ilustración 25: Rosa del tiempo de pico en el emplazamiento Nearshore. Puertos del Estado .	18
Ilustración 26: Altura significativa a lo largo de dos años emplazamiento nearshore. Puertos del Estado.....	18
Ilustración 27: Altura significativa – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado	19
Ilustración 28: Altura significativa – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado ...	20
Ilustración 29: Altura significativa – Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado	20
Ilustración 30: Altura significativa – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado	21
Ilustración 31: Altura significativa – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado	21
Ilustración 32: Periodo de pico – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado	22
Ilustración 33: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado	23
Ilustración 34: Periodo de Pico– Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado.....	23
Ilustración 35: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado	24
Ilustración 36: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado.....	24
Ilustración 37: Rosa de Altura Significante en el emplazamiento offshore. Puertos del Estado	26
Ilustración 38: Rosa de tiempo de pico en el emplazamiento offshore. Puertos del Estado	27
Ilustración 39: Altura significativa a lo largo de dos años emplazamiento offshore. Puertos del Estado.....	27

Índice de tablas

Tabla 1: Hs vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2003. Puertos del Estado	6
Tabla 2: Hs vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2017. Puertos del Estado	6
Tabla 3: Hs vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2018. Puertos del Estado	7
Tabla 4: Tp vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2017. Puertos del Estado	7
Tabla 5: Tp vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2018. Puertos del Estado	7
Tabla 6: Hs vs Tp en el emplazamiento onshore. Puertos del Estado.....	9
Tabla 7: Hs vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2003. Puertos del Estado	15
Tabla 8: Hs vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2017. Puertos del Estado	15
Tabla 9: Hs vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2018. Puertos del Estado	16
Tabla 10: Tp vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2017. Puertos del Estado	16
Tabla 11: Tp vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2018. Puertos del Estado	16
Tabla 12: Hs vs Tp en el emplazamiento nearshore. Puertos del Estado	18
Tabla 13: Hs vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2003. Puertos del Estado	25
Tabla 14: Hs vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2017. Puertos del Estado	25
Tabla 15: Hs vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2018. Puertos del Estado	25
Tabla 16: Tp vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2017. Puertos del Estado	25
Tabla 17: Tp vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2018. Puertos del Estado	25
Tabla 18: Hs vs Tp en el emplazamiento offshore. Puertos del Estado	28
Tabla 19: Resumen de datos del oleaje	28
Tabla 20: Matriz de potencias del Seabased AB	35
Tabla 21: Energía producida por un Seabased AB en un año	35
Tabla 22: Matriz de Potencias de un dispositivo Pelamis P2	37
Tabla 23: Energía producida por un Pelamis P2 en un año.....	38

1. OLEAJE EN CABO SILLEROS

Será necesario un conocimiento minucioso del oleaje en la zona a instalar el parque undimotriz, ya que obviamente se trata del recurso del que se dispone para la producción de energía.

Se obtendrán los datos de las boyas las cuales se encuentran cercanas al emplazamiento definitivo, para tener una visión global del oleaje.

Se obtendrán diferentes parámetros como la altura media, el periodo medio, el porcentaje en el que se dan estos parámetros y la dirección del oleaje, etc...

Los datos son obtenidos de la página de puertos del Estado y del visor C3E desarrollado por el Instituto Hidrológico de Cantabria.

1.1.Oleaje en el emplazamiento onshore

Los datos de oleaje para el emplazamiento construido cercano a la costa se obtienen de la boya Simar 3014003 situada al norte del Cabo Silleros, a la entrada de la ría de Vigo, muy cercana a tierra firme, con valores dados para profundidades indeterminadas y a unos 300 m de la costa. Los datos recogidos corresponden a una media de los últimos 60 años.

En primer lugar, se obtienen la media de la altura significativa a lo largo de un año, y por trimestres según la probabilidad de que se dé la altura significativa dada.

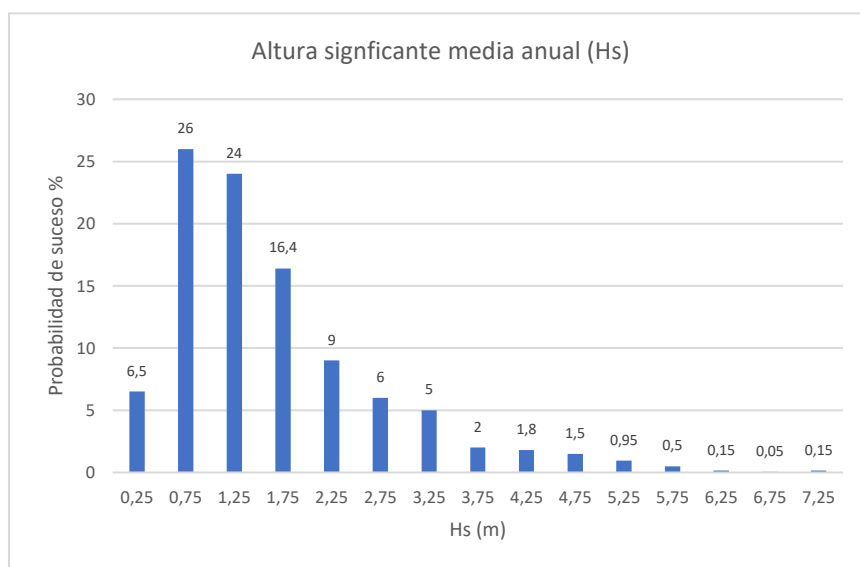


Ilustración 1: Altura significativa – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado

La altura significativa media a lo largo del año es igual a 1,65 m.

A continuación, se obtienen las medias de altura significativa por probabilidad de suceso a lo largo de invierno (diciembre, enero y febrero), primavera (marzo, abril y mayo), verano (junio, julio y agosto) y otoño (septiembre, octubre y noviembre).

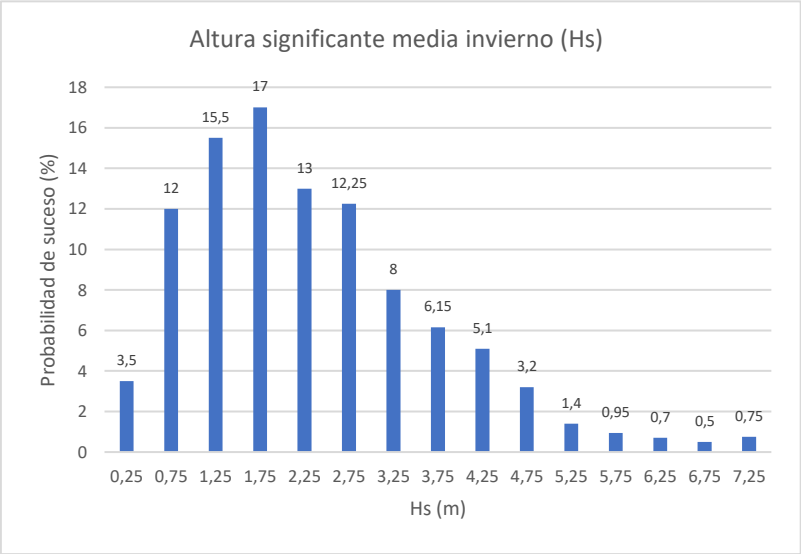


Ilustración 2: Altura significativa – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado

La altura significativa media en invierno es la más alta, siendo de 2,34 m.

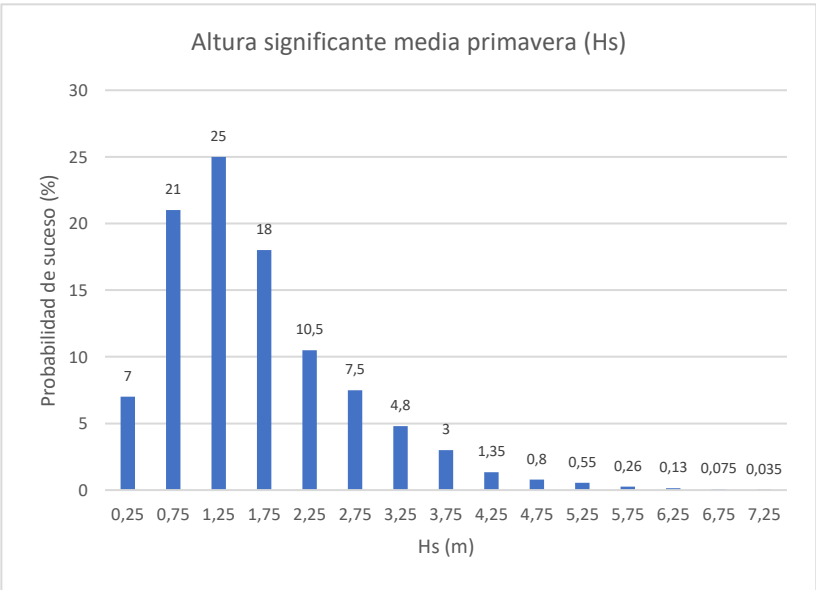


Ilustración 3: Altura significativa – Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado

Primavera es un trimestre de transición donde la media de altura significativa desciende hasta 1,668 m.

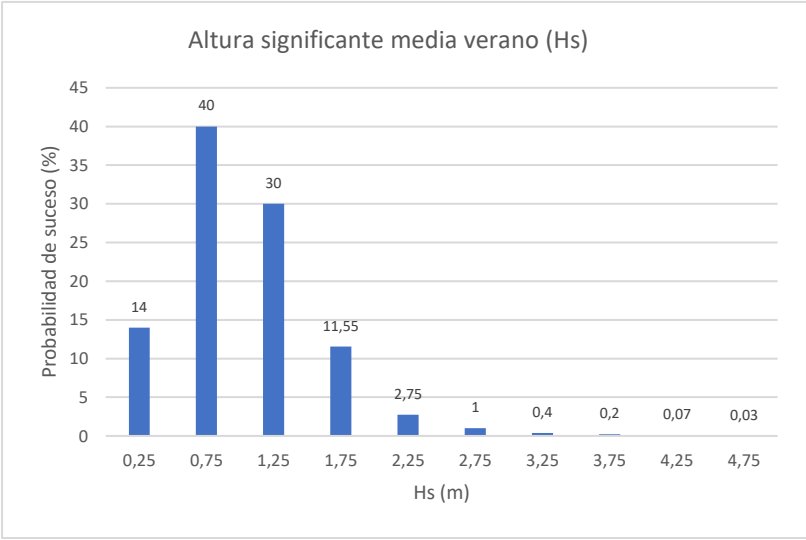


Ilustración 4: Altura significativa – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado

En verano, la altura media es sensiblemente inferior a la de invierno. La altura media es igual a 1,107 m, casi metro y medio menos.

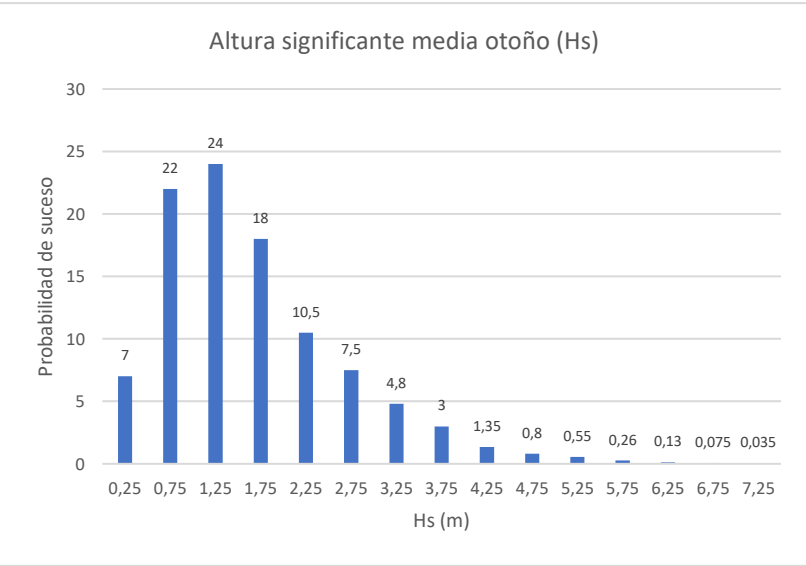


Ilustración 5: Altura significativa – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado

La altura media en otoño es igual a 1,663 m, muy similar a la altura media de primavera

En segundo lugar, se obtienen la media del periodo de pico a lo largo de un año, y por trimestres según la probabilidad de que se dé el periodo de pico dado.

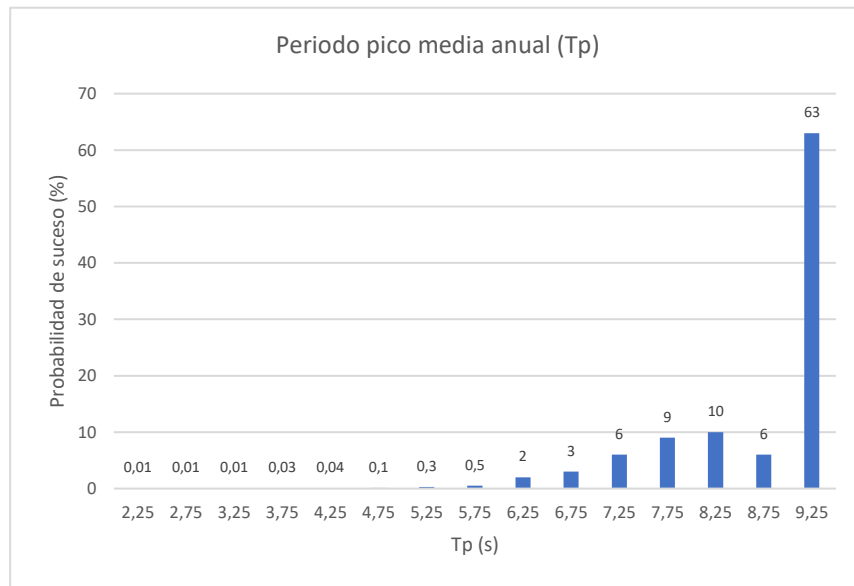


Ilustración 6: Periodo de pico – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado

El periodo de pico medio anual es igual a 8,69 s.

A continuación, se obtienen las medias de periodo de pico por probabilidad de suceso a lo largo de invierno (diciembre, enero y febrero), primavera (marzo, abril y mayo), verano (junio, julio y agosto) y otoño (septiembre, octubre y noviembre).

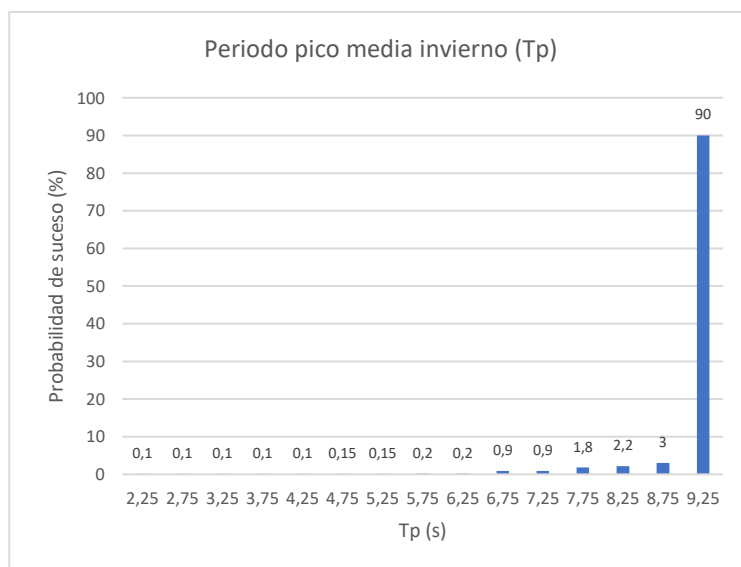


Ilustración 7: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado

El periodo de pico medio en invierno igual a 9,089 s.

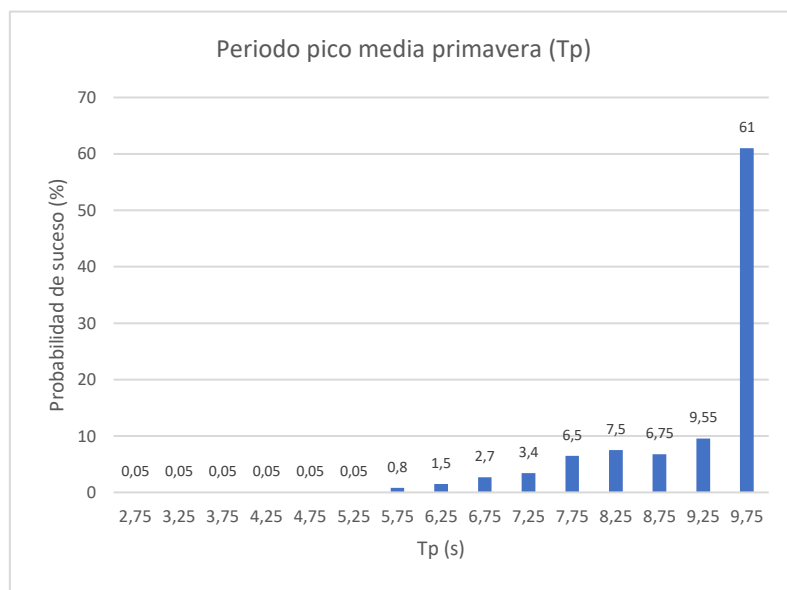


Ilustración 8: Periodo de Pico– Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado

El periodo de pico medio en primavera es de 9,12 s.

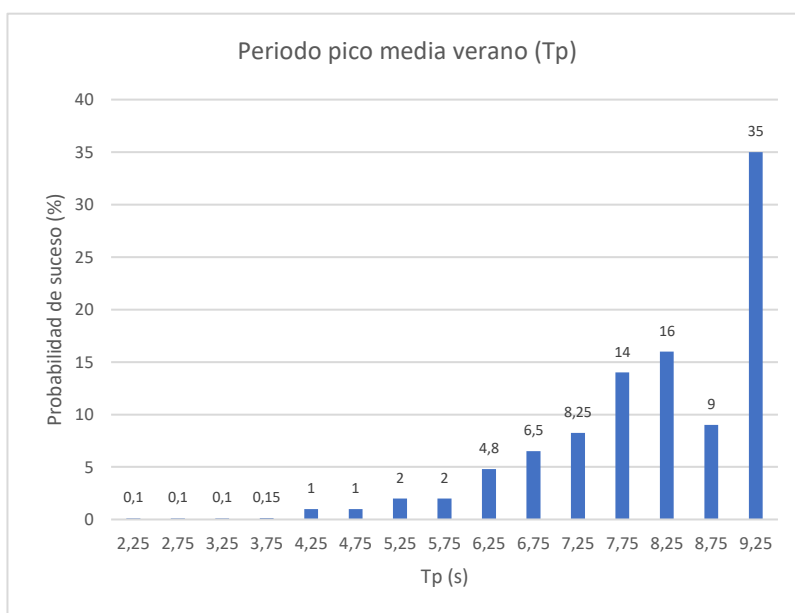


Ilustración 9: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado

El valor medio del periodo de pico es igual a 8,09 s.

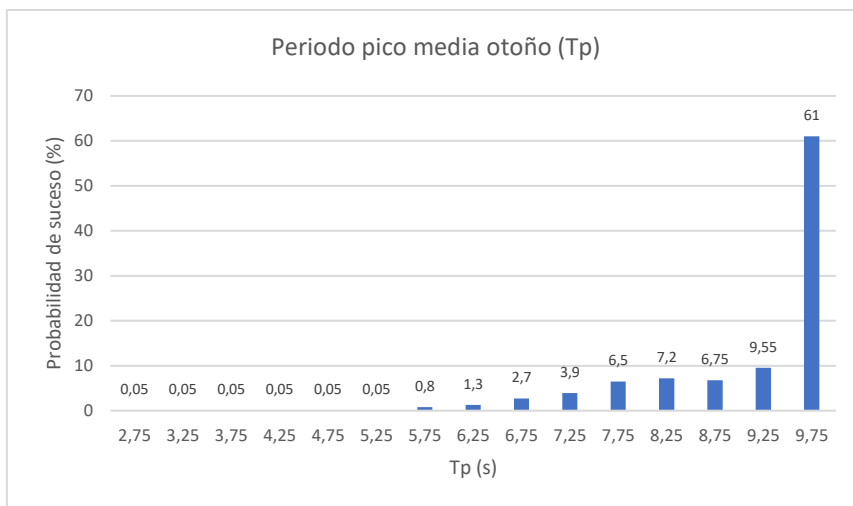


Ilustración 10: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado

El periodo de pico en otoño es igual a 9,12 s.

Tras el análisis del periodo de pico, se constata el hecho de que este parámetro está menos determinado por la estacionalidad: salvando el caso de los meses veraniegos, el resto del año permanece prácticamente inalterado

La central onshore obtiene la energía de las olas que llegan a su cámara de carga principalmente desde barlovento (a sotavento está la turbina Wells)

Tabla 1: Hs vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2003. Puertos del Estado

		Hs (m)												
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		0,479	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,479
	N	00	0,16	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,16
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,011
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	0,011	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	0,034	0,411	0,023	0,183	---	---	---	---	---	---	---	0,651
	SW	225	0,137	0,537	1,644	1,849	0,582	0,525	0,297	0,091	0,148	---	---	5,811
	W	270	0,833	6,735	10,08	9,726	7,237	3,847	2,534	2,272	1,781	0,651	1,495	47,192
	NW	315	2,968	15,731	12,797	5,993	3,266	2,156	1,153	0,742	0,559	0,114	0,194	45,696
TOTAL		4.144	23.413	24.543	17.751	11.107	6.53	3.984	3.105	2.489	0.765	1.689	100%	

Tabla 2: Hs vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2017. Puertos del Estado

Hs (m)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----
	N	0	0,023	0,194	0,24	---	---	---	---	---	---	---	---	0,457
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	0,03	---	---	---	---	---	---	---	---	0,034
	SW	225	0,046	0,411	1,941	1,495	1,484	0,913	0,365	0,32	0,114	0,16	0,011	7,26
	W	270	0,788	8,356	11,119	8,984	7,637	4,11	2,831	1,461	0,708	0,656	1,027	47,877
	NW	315	1,027	10,753	15,491	10,068	4,463	1,473	0,776	0,297	0,023	---	---	44,372
TOTAL		1.884	19.715	28.824	20.548	13.584	6.495	3.973	2.078	0.845	1.016	1.039	100	

Tabla 3: Hs vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2018. Puertos del Estado

Hs (m)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----
	N	0	---	0,078	0,336	0,207	0,168	0,026	---	---	---	---	---	0,815
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	---	0,013	---	---	---	0,013	---	---	---	0,026
	SW	225	---	0,104	0,065	0,311	0,595	1,359	1,268	0,815	0,401	0,298	0,362	5,576
	W	270	0,349	1,669	3,079	2,885	4,076	3,92	3,222	2,652	2,756	1,371	1,514	27,494
	NW	315	0,634	11,608	19,226	14,103	8,397	5,874	3,079	1,423	0,815	0,427	0,505	66,089
TOTAL		1.884	13.456	22.707	17.518	13.236	11.18	7.569	4.904	3.972	2.096	2.381	100	

Tabla 4: Tp vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2017. Puertos del Estado

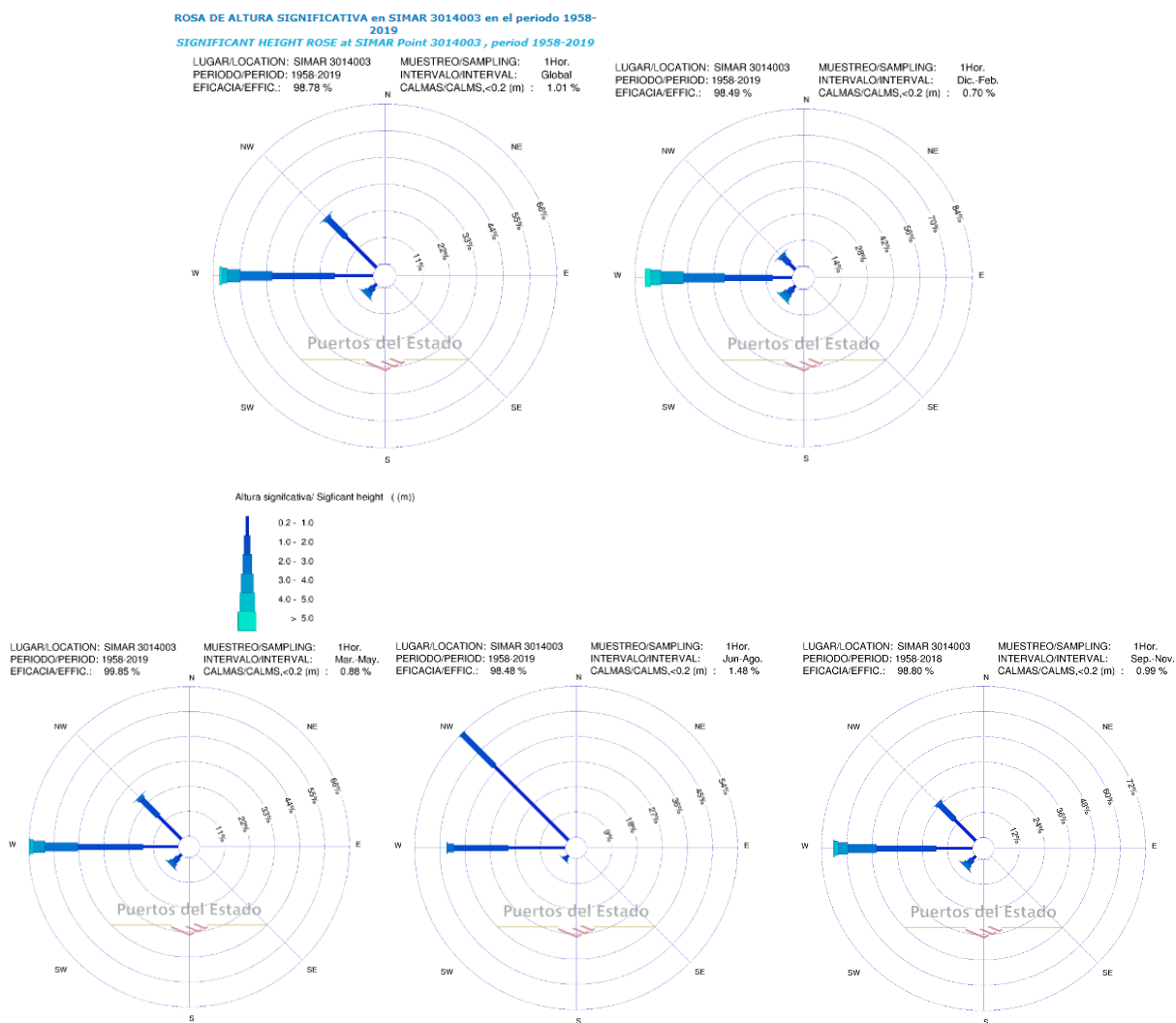
Tp (s)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----
	N	0	---	---	---	---	---	---	---	0,137	0,068	0,148	0,103	0,457
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,023	0,011	0,034
	SW	225	---	---	---	---	---	---	---	0,023	0,034	0,183	7,021	7,26
	W	270	---	---	---	---	---	---	---	---	0,011	0,011	47,854	47,877
	NW	315	---	---	---	---	---	0,011	0,011	0,023	0,32	0,605	43,402	44,372
TOTAL		---	---	---	---	---	0,011	0,011	0,183	0,434	0,97	98,39	100	

Tabla 5: Tp vs Dirección en el emplazamiento onshore año 2018. Puertos del Estado

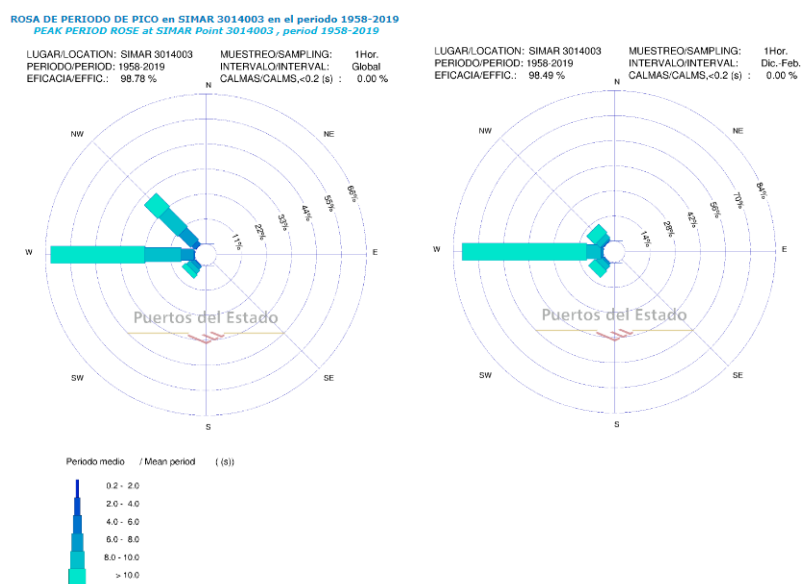
Tp (s)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----
	N	0	---	---	---	---	---	---	---	---	0,116	---	0,699	0,815
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,026	0,026
	SW	225	---	---	---	---	---	---	0,013	0,091	---	---	5,473	5,576
	W	270	---	---	---	---	---	---	0,013	---	0,013	27,468	27,494	27,494
	NW	315	---	---	---	---	---	0,026	0,026	0,091	0,285	65,662	66,089	66,089
TOTAL		---	---	---	---	---	0,026	0,052	0,298	0,298	99,327	100	100	

La orientación óptima para construir una central undimotriz, siendo ésta para el caso onshore fundamental, deberá estar perpendicular a la dirección oeste, pudiéndose aprovechar así también las olas que vengan del suroeste y las del noroeste.

Se van a presentar los datos de altura significativa y de periodo en función de rosa de altura significativa y rosa de periodo de pico, en el que aparece la información anterior de una manera esquemática y visual.



*Ilustración 11: Rosa de Altura Significante en el emplazamiento nearshore.
 Puertos del Estado*



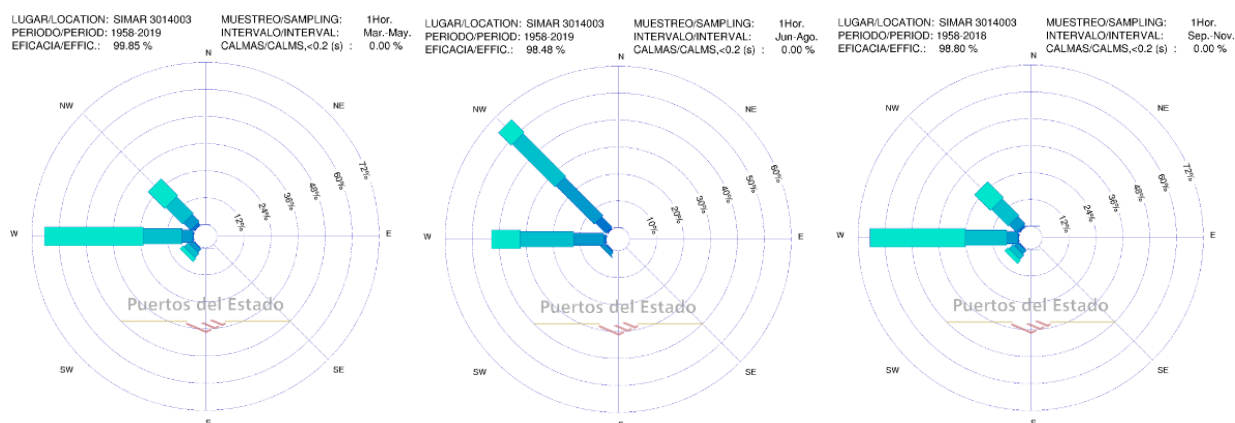


Ilustración 12: Rosa del tiempo de pico en el emplazamiento Nearshore. Puertos del Estado

Se observa la gráfica que relaciona la altura significativa a lo largo de dos años. Se observa la fuerte estacionalidad y, a la vez, la fuerte volatilidad de este elemento variando más de 8 metros a lo largo de un año.

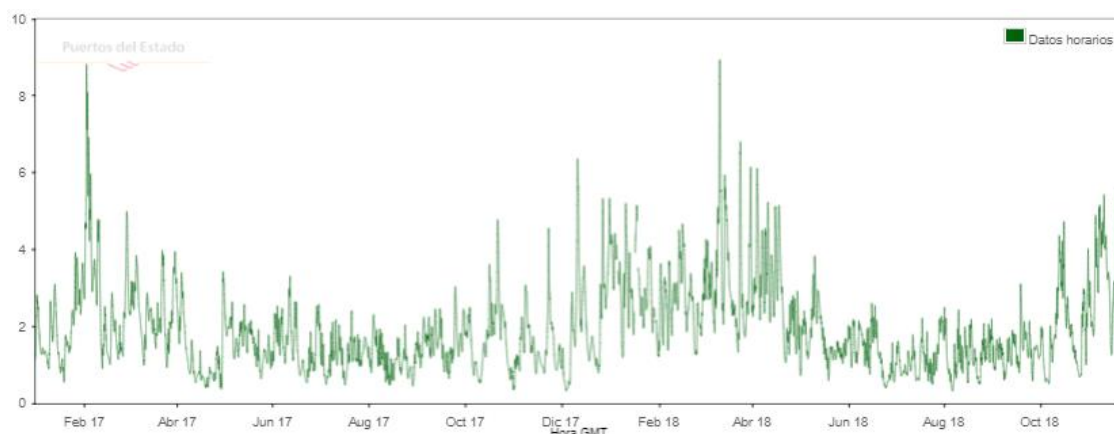


Ilustración 13: Altura significativa a lo largo de dos años emplazamiento nearshore. Puertos del Estado

Para finalizar, se representa la gráfica que relaciona el periodo de pico con la altura significativa.

Tabla 6: Hs vs Tp en el emplazamiento onshore. Puertos del Estado

		Tp(s)											
		1,5	3	4,5	6	7,5	9	10,5	12	13,5	15	>15	
Hs(m)	1	---	0.008	0.685	1.848	6.191	11.308	10.216	4.101	1.694	0.594	0.223	36.867
	2	---	---	0.009	0.536	2.067	6.758	12.642	9.665	4.873	1.314	0.409	38.274

3	---	---	---	0.005	0.161	0.882	2.758	4.542	4.636	1.884	0.440	15.309
4	---	---	---	---	0.002	0.117	0.572	1.216	2.152	1.566	0.496	6.121
5	---	---	---	---	---	0.004	0.079	0.300	0.716	0.825	0.426	2.350
6	---	---	---	---	---	---	0.004	0.048	0.172	0.310	0.189	0.723
7	---	---	---	---	---	---	---	0.004	0.040	0.109	0.103	0.256
8	---	---	---	---	---	---	---	---	0.004	0.026	0.053	0.082
9	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.004	0.016	0.019
10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000
>10	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.000

	---	0.008	0.694	2.389	8.421	19.069	26.270	19.877	14.287	6.630	2.354	100%

1.2.Oleaje en el emplazamiento nearshore

Los datos de oleaje para el emplazamiento construido cercano a la costa se obtienen de la boya Simar 3014002 situado al sur del Cabo Silleros, muy cercana a tierra firme, con valores dados para profundidades indeterminadas y a unos 500 m de la costa. Los datos recogidos corresponden a una media de los últimos 60 años.

En primer lugar, se obtienen la media de la altura significativa a lo largo de un año, y por trimestres según la probabilidad de que se dé la altura significativa dada.

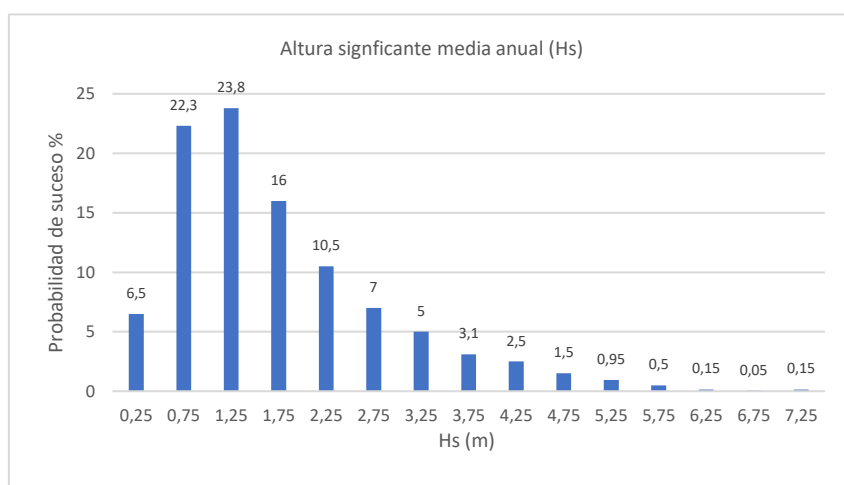


Ilustración 14: Altura significativa – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado

La altura significativa media a lo largo del año es igual a 1,75 m.

A continuación, se obtienen las medias de altura significativa por probabilidad de suceso a lo largo de invierno (diciembre, enero y febrero), primavera (marzo, abril y mayo), verano (junio, julio y agosto) y otoño (septiembre, octubre y noviembre).

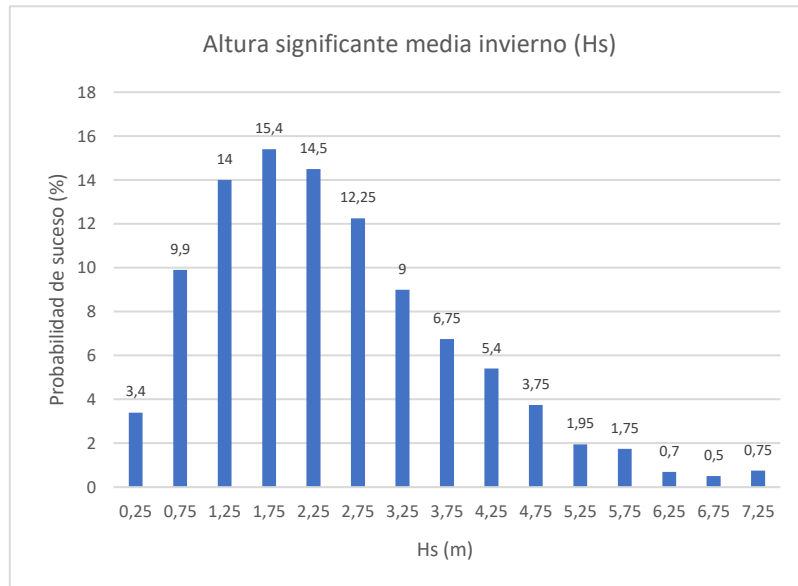


Ilustración 15: Altura significativa – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado

La altura significativa media en invierno es la más alta, siendo de 2,47 m.

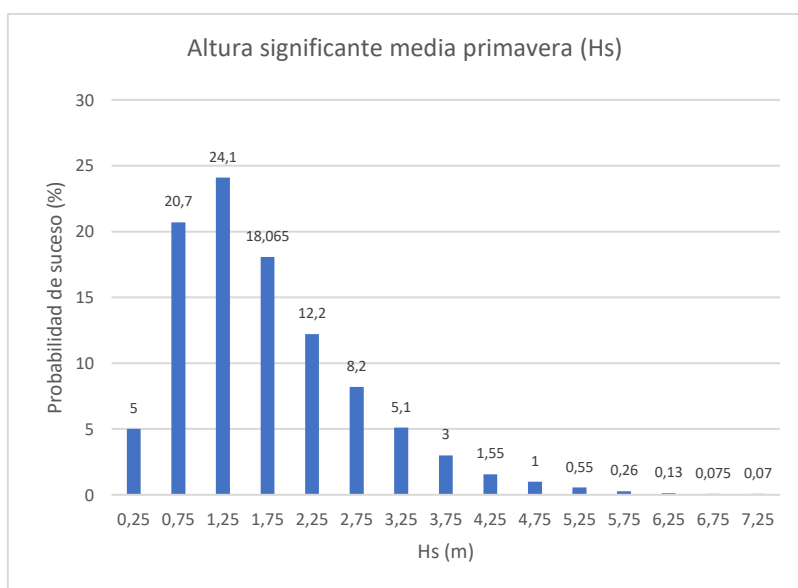


Ilustración 16: Altura significativa – Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado

Primavera es un trimestre de transición donde la media de altura significativa desciende hasta 1,74 m.

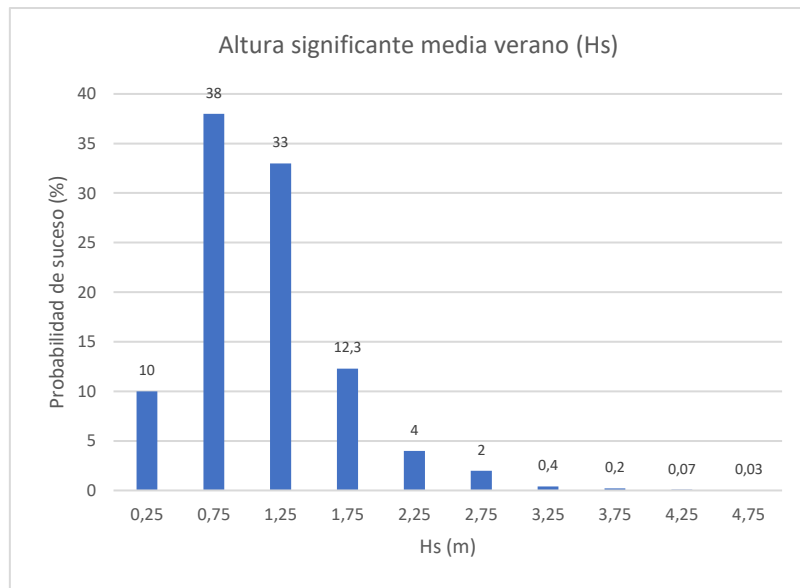


Ilustración 17: Altura significativa – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado

En verano, la altura media es sensiblemente inferior a la de invierno. La altura media es igual a 1,107 m, casi metro y medio menos.

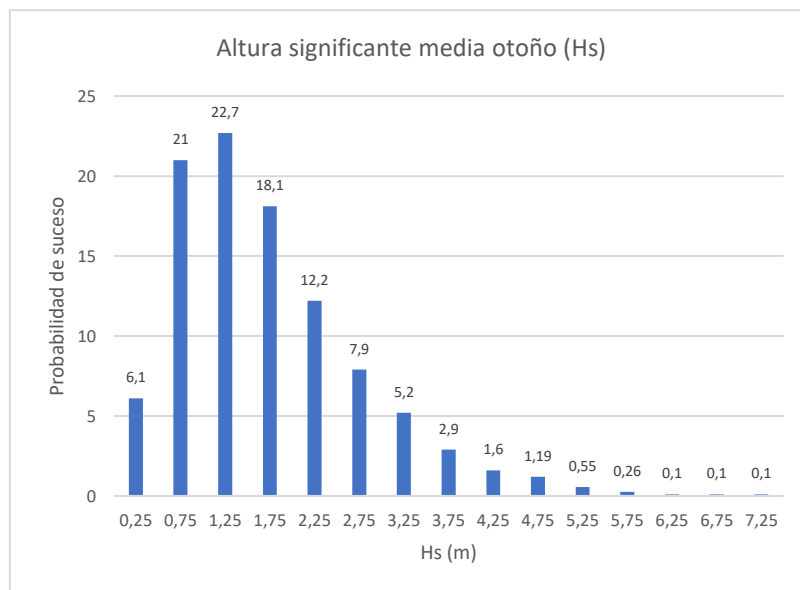


Ilustración 18: Altura significativa – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado

La altura media en otoño es igual a 1,73 m, muy similar a la altura media de primavera

En segundo lugar, se obtienen la media del periodo de pico a lo largo de un año, y por trimestres según la probabilidad de que se dé el periodo de pico dado.

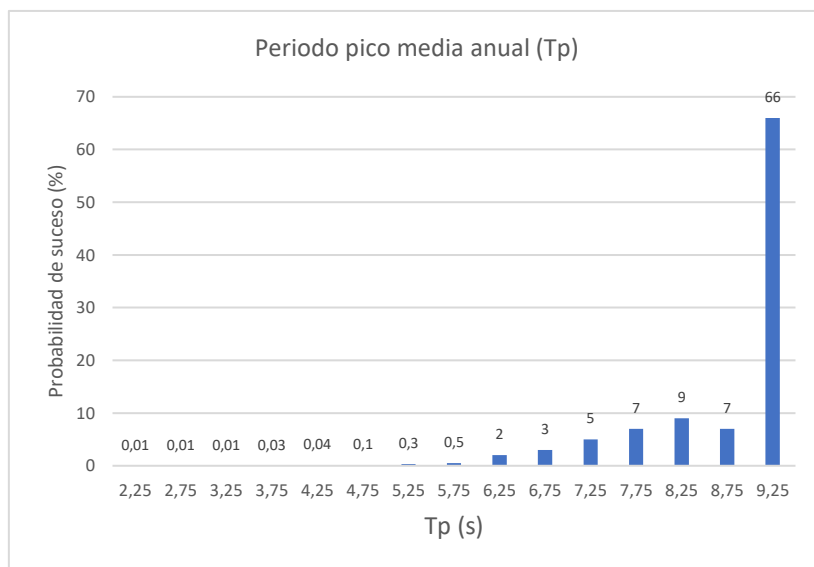


Ilustración 19: Periodo de pico – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado

El periodo de pico medio anual es igual a 8,75 s.

A continuación, se obtienen las medias de periodo de pico por probabilidad de suceso a lo largo de invierno (diciembre, enero y febrero), primavera (marzo, abril y mayo), verano (junio, julio y agosto) y otoño (septiembre, octubre y noviembre).

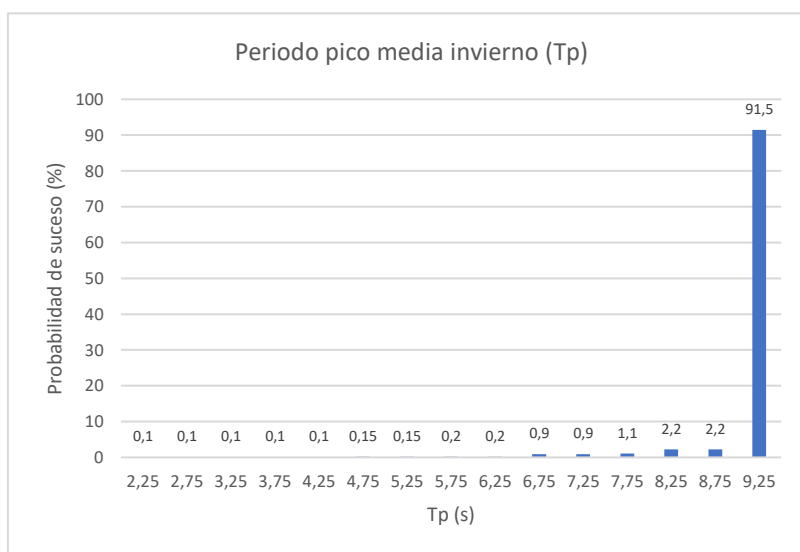


Ilustración 20: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado

El periodo de pico medio en invierno igual a 9,1 s.

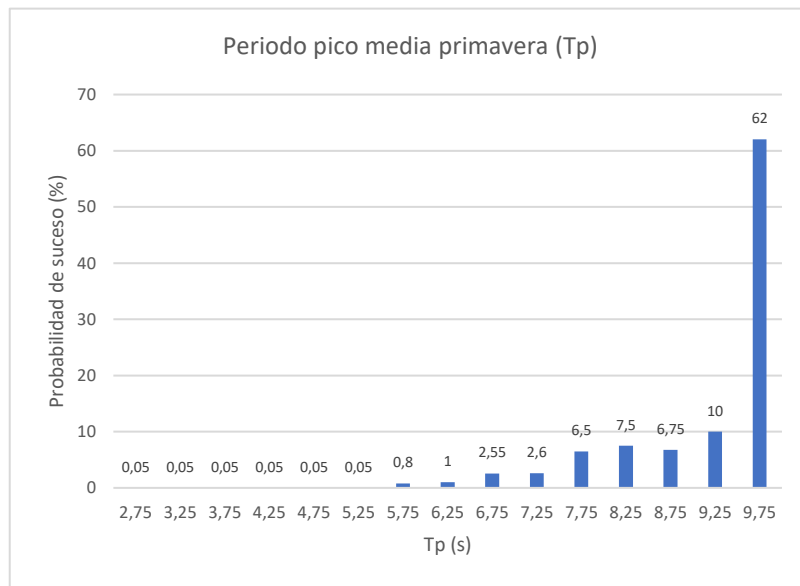


Ilustración 21: Periodo de Pico– Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado

El periodo de pico medio en primavera es de 9,164 s.

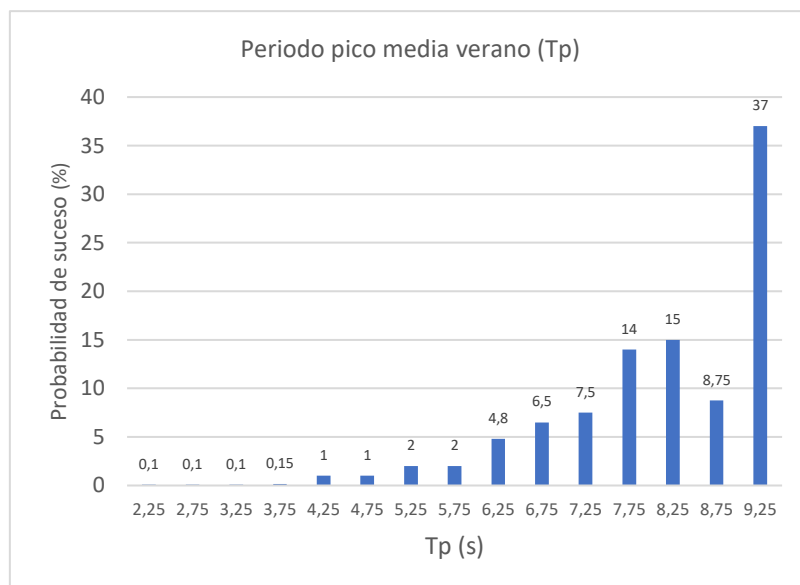


Ilustración 22: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado

El valor medio del periodo de pico es igual a 8,12 s.

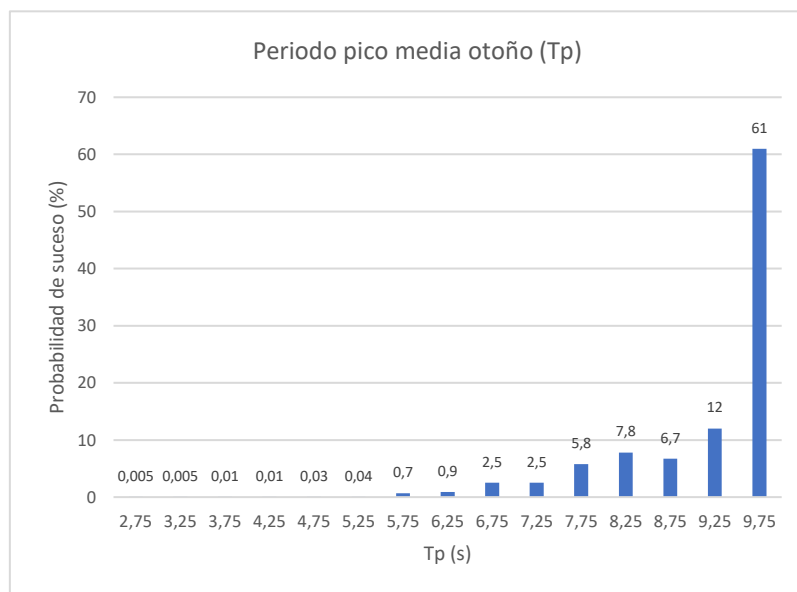


Ilustración 23: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado

El periodo de pico en otoño es igual a 9,18 s.

Tras el análisis del periodo de pico, se constata el hecho de que este parámetro está menos determinado por la estacionalidad: salvando el caso de los meses veraniegos, el resto del año permanece prácticamente inalterado

Tabla 7: Hs vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2003. Puertos del Estado

		Hs (m)												TOTAL
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	
	CALMA		0,479	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,479
	N	00	0,16	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,16
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,011
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	0,011	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	0,034	0,411	0,023	0,183	---	---	---	---	---	---	---	0,651
	SW	225	0,137	0,537	1,644	1,849	0,582	0,525	0,297	0,091	0,148	---	---	5,811
	W	270	0,833	6,735	10,08	9,726	7,237	3,847	2,534	2,272	1,781	0,651	1,495	47,192
	NW	315	2,968	15,731	12,797	5,993	3,266	2,156	1,153	0,742	0,559	0,114	0,194	45,696
	TOTAL		4,144	23,413	24,543	17,751	11,107	6,53	3,984	3,105	2,489	0,765	1,689	100%

Tabla 8: Hs vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2017. Puertos del Estado

		Hs (m)												TOTAL
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	N	0	---	0,879	2,5	4,361	3,39	1,016	0,16	---	---	---	---	12,306
	NE	45	---	---	0,046	---	---	---	---	---	---	---	---	0,046
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0
	SE	135	---	0,011	0,011	---	---	---	---	---	---	---	---	0,022
	S	180	---	0,046	0,342	0,103	0,091	0,114	0,046	0,217	0,068	---	---	1,027
	SW	225	---	0,126	0,993	1,416	0,959	0,765	0,377	0,32	0,263	0,171	0,068	5,458
	W	270	---	1,495	5	5,274	3,927	3,333	2,374	1,507	0,788	0,525	1,518	25,707
	NW	315	---	6,324	11,952	11,199	9,555	7,146	3,71	2,237	1,473	0,856	0,982	55,434
	TOTAL		---	8,881	20,81	22,353	17,922	12,37	6,667	4,281	2,592	1,552	2,568	100

Tabla 9: Hs vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2018. Puertos del Estado

Hs (m)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	N	0	---	0,424	2,482	3,48	3,717	1,484	0,524	0,437	0,249	0,037	0,025	12,859
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0
	S	180	---	---	---	---	---	0,037	0,062	0,012	---	---	---	0,111
	SW	225	---	---	---	0,087	0,1	1,235	1,197	0,773	0,649	0,349	0,524	4,914
	W	270	---	0,736	1,247	1,759	2,931	2,482	3,355	2,096	1,734	1,285	2,694	20,319
	NW	315	0,2	7,035	10,702	12,898	8,719	6,786	5,214	3,43	2,782	2,046	1,983	61,595
TOTAL		0,2	8,195	14,431	18,224	15,467	11,99	10,33	6,798	5,426	3,717	5,226	100	

Tabla 10: Tp vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2017. Puertos del Estado

Tp (s)														
			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
Dir	CALMA	0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	N	45	---	0,879	2,5	4,36	3,39	1,016	0,16	---	---	---	---	12,306
	NE	90	---	---	0,046	---	---	---	---	---	---	---	---	0,046
	E	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0
	SE	180	---	0,011	0,011	---	---	---	---	---	---	---	---	0,022
	S	225	---	0,046	0,342	0,10	0,091	0,114	0,046	0,217	0,068	---	---	1,027
	SW	270	---	0,126	0,993	1,41	0,959	0,765	0,377	0,32	0,263	0,171	0,068	5,458
	W	315	---	1,495	5	5,27	3,927	3,333	2,374	1,507	0,788	0,525	1,518	25,707
	NW		---	6,324	11,952	11,2	9,555	7,146	3,71	2,237	1,473	0,856	0,982	55,434
	TOTAL		---	8,881	20,81	22,3	17,92	12,37	6,667	4,281	2,592	1,552	2,568	100

Tabla 11: Tp vs Dirección en el emplazamiento nearshore año 2018. Puertos del Estado

Tp (s)														
			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
Dir	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	N	0	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,075	12,785	12,86
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,011	0,011
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0
	S	180	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,112	0,112
	SW	225	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,012	4,902	4,914
	W	270	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,012	20,307	20,319
	NW	315	---	---	---	---	---	---	---	0,037	0,05	0,1	61,607	61,794
	TOTAL		---	---	---	---	---	---	---	0,037	0,05	0,199	99,724	100

La forma circular del dispositivo permite obtener energía en cualquier dirección. Por tanto, la dirección de las olas no es un factor determinante.

Se van a presentar los datos de altura significativa y de periodo en función de rosa de altura significativa y rosa de periodo de pico, en el que aparece la información anterior de una manera esquemática y visual.

ROSA DE ALTURA SIGNIFICATIVA en SIMAR 3014002 en el periodo 1958-2019

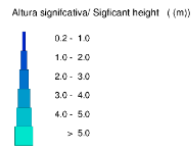
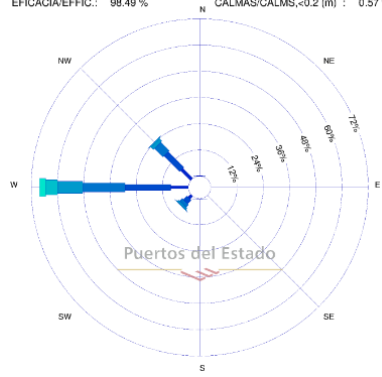
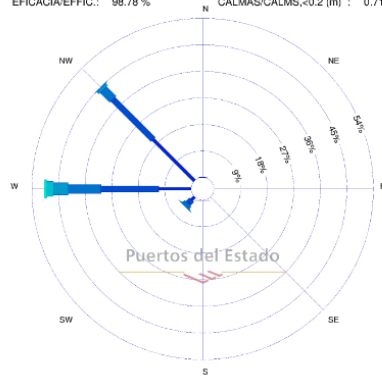
SIGNIFICANT HEIGHT ROSE at SIMAR Point 3014002 , period 1958-2019

LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014002
PERIODO/PERIOD: 1958-2019
EFICACIA/EFFIC.: 98.78 %

MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Global
CALMAS/CALMS,<0.2 (m) : 0.71 %

LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014002
PERIODO/PERIOD: 1958-2019
EFICACIA/EFFIC.: 98.49 %

MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Dic. -Feb.
CALMAS/CALMS,<0.2 (m) : 0.57 %



LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014002
PERIODO/PERIOD: 1958-2019
EFICACIA/EFFIC.: 99.85 %

MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Mar.-May.
CALMAS/CALMS,<0.2 (m) : 0.81 %

LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014002
PERIODO/PERIOD: 1958-2019
EFICACIA/EFFIC.: 99.48 %

MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Jun.-Ago.
CALMAS/CALMS,<0.2 (m) : 0.97 %

LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014002
PERIODO/PERIOD: 1958-2018
EFICACIA/EFFIC.: 98.80 %

MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Sep.-Nov.
CALMAS/CALMS,<0.2 (m) : 0.68 %

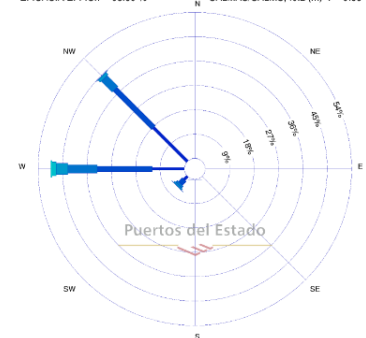
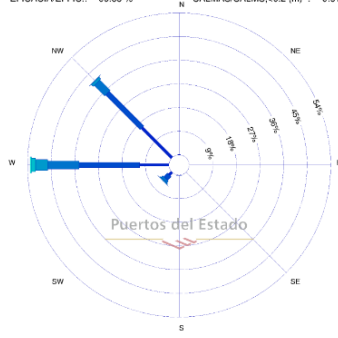


Ilustración 24: Rosa de Altura Significante en el emplazamiento nearshore. Puertos del Estado

ROSA DE PERIODO DE PICO en SIMAR 3014002 en el periodo 1958-2019

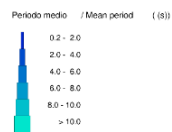
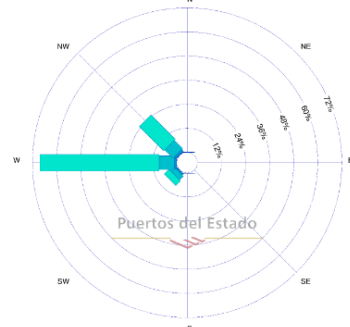
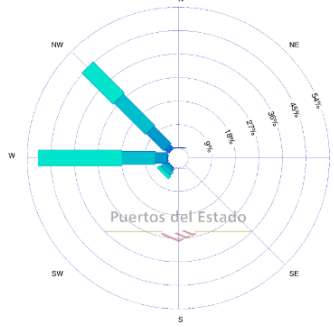
PEAK PERIOD ROSE at SIMAR Point 3014002 , period 1958-2019

LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014002
PERIODO/PERIOD: 1958-2019
EFICACIA/EFFIC.: 98.78 %

MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Global
CALMAS/CALMS,<0.2 (s) : 0.00 %

LUGAR/LOCATION: SIMAR 3014002
PERIODO/PERIOD: 1958-2019
EFICACIA/EFFIC.: 98.49 %

MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.
INTERVALO/INTERVAL: Dic. -Feb.
CALMAS/CALMS,<0.2 (s) : 0.00 %



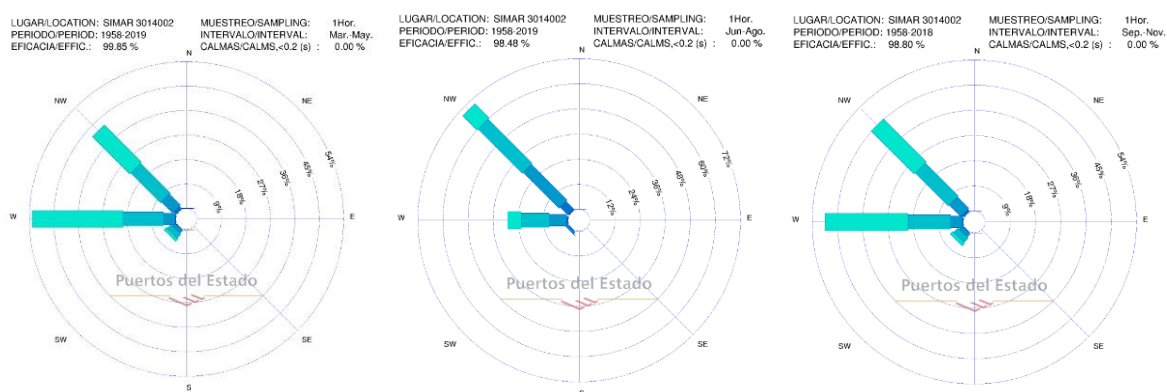


Ilustración 25: Rosa del tiempo de pico en el emplazamiento Nearshore. Puertos del Estado

Para finalizar, se observa la gráfica que relaciona la altura significativa a lo largo de dos años. Se observa la fuerte estacionalidad y, a la vez, la fuerte volatilidad de este elemento que varía más de 8 metros a lo largo de un año.

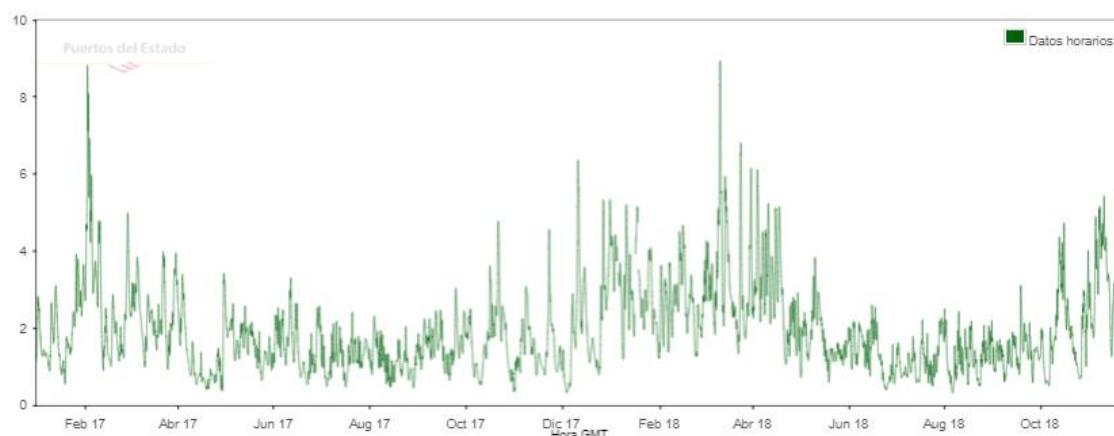


Ilustración 26: Altura significativa a lo largo de dos años emplazamiento nearshore. Puertos del Estado

Para terminar, se utilizará la gráfica que relaciona el periodo de pico con la altura significativa, muy útil para el apartado 3.2 de este anexo, cuando haya que calcular la energía eléctrica neta.

Tabla 12: Hs vs Tp en el emplazamiento nearshore. Puertos del Estado

		Tp(s)											
		1,5	3	4,5	6	7,5	9	10,5	12	13,5	15	>15	
Hs(m)	1	0	0,007	0,182	0,44	1,3	2,136	1,546	0,64	0,079	0,035	0,012	6,377
	2	0	0,005	0,361	0,892	4,214	7,573	6,342	2,287	1,499	0,409	0,139	23,721

3	0	0	0,042	0,552	1,827	6,401	8,232	3,96	4,015	1,111	0,284	26,424
4	0	0	0	0,2	0,692	2,183	5,43	4,458	3,557	1,52	0,377	18,417
5	0	0	0	0,033	0,345	0,986	2,795	3,374	2,026	1,28	0,403	11,242
6	0	0	0	0,006	0,126	0,493	1,442	2,185	0,969	0,921	0,398	6,54
7	0	0	0	0	0,033	0,249	0,759	1,258	0,386	0,467	0,248	3,4
8	0	0	0	0	0,006	0,124	0,407	0,699	0,141	0,212	0,145	1,734
9	0	0	0	0	0	0,037	0,182	0,39	0,048	0,096	0,069	0,822
10	0	0	0	0	0	0,008	0,092	0,213	0,005	0,042	0,054	0,414
>10	0	0	0	0	0	0,001	0,039	0,208	0	0,021	0,03	0,299
0 0,012 0,585 2,123 8,543 20,191 27,266 19,672 12,725 6,114 2,159 100%												

1.3.Oleaje en el emplazamiento Offshore

En primer lugar, se obtienen la media de la altura significativa a lo largo de un año, y por trimestres según la probabilidad de que se dé la altura significativa dada.

Ilustración 27: Altura significativa – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado

La altura significativa media a lo largo del año es igual a 2,39 m.

A continuación, se obtienen las medias de altura significativa por probabilidad de suceso a lo largo de invierno (diciembre, enero y febrero), primavera (marzo, abril y mayo), verano (junio, julio y agosto) y otoño (septiembre, octubre y noviembre).

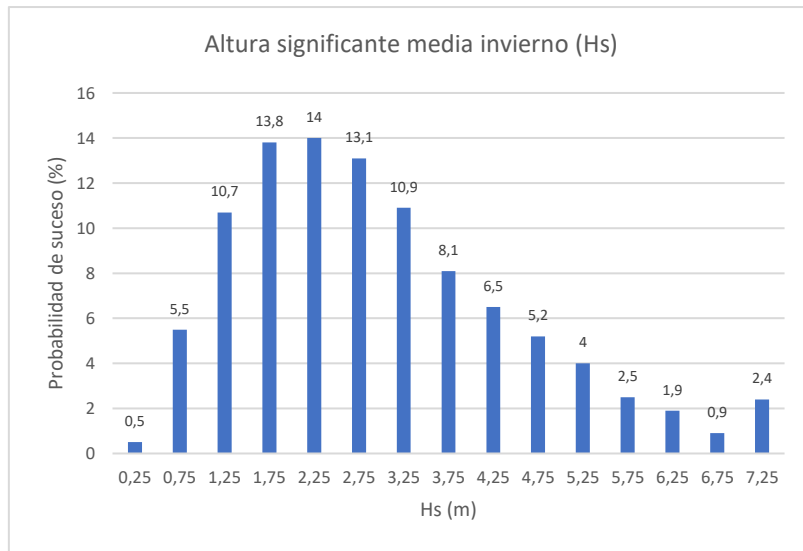


Ilustración 28: Altura significativa – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado

La altura significativa media en invierno es la más alta, siendo de 2,98 m.

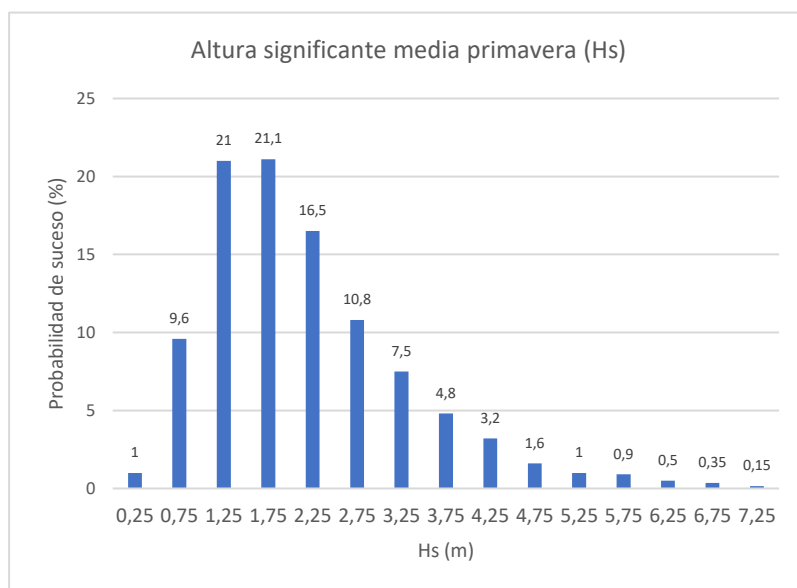


Ilustración 29: Altura significativa – Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado

Primavera es un trimestre de transición donde la media de altura significativa desciende hasta 2,18 m.

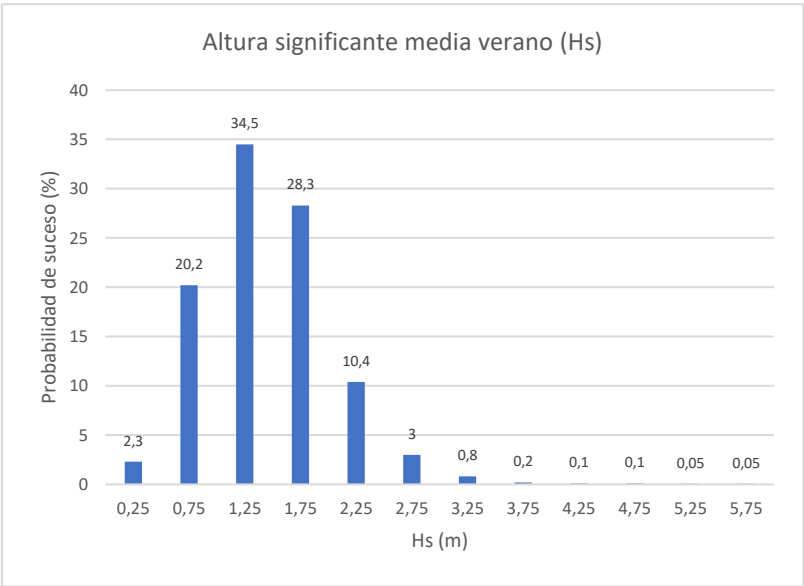


Ilustración 30: Altura significativa – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado

En verano, la altura media es sensiblemente inferior a la de invierno. La altura media es igual a 1,45 m, casi metro y medio menos.

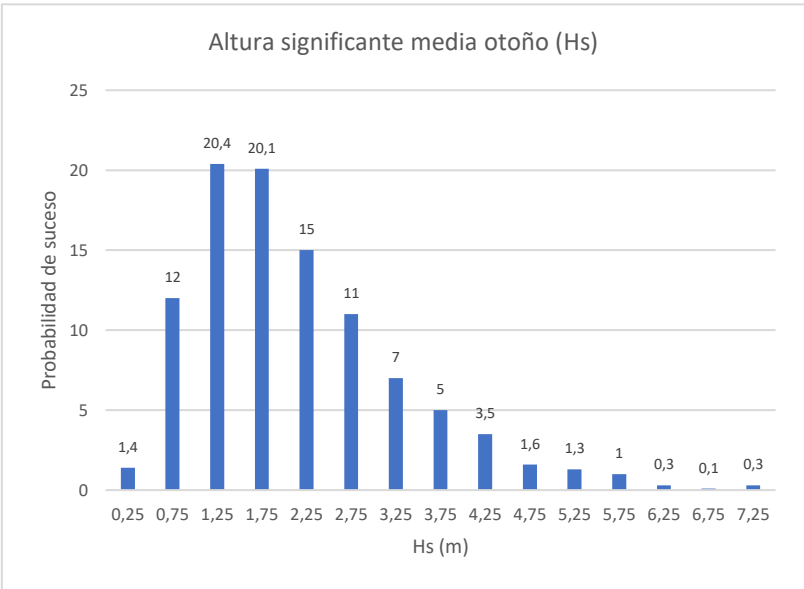


Ilustración 31: Altura significativa – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado

La altura media en otoño es igual a 2,15 m, muy similar a la altura media de primavera

En segundo lugar, se obtienen la media del periodo de pico a lo largo de un año, y por trimestres según la probabilidad de que se dé el periodo de pico dada.

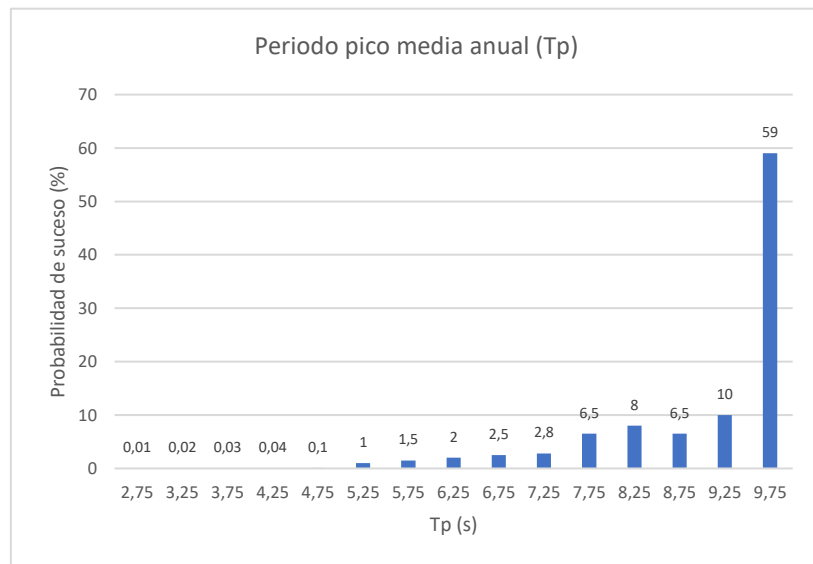


Ilustración 32: Periodo de pico – Probabilidad de suceso anual. Puertos del Estado

El periodo de pico medio anual es igual a 9,054 s.

A continuación, se obtienen las medias de periodo de pico por probabilidad de suceso a lo largo de invierno (diciembre, enero y febrero), primavera (marzo, abril y mayo), verano (junio, julio y agosto) y otoño (septiembre, octubre y noviembre).

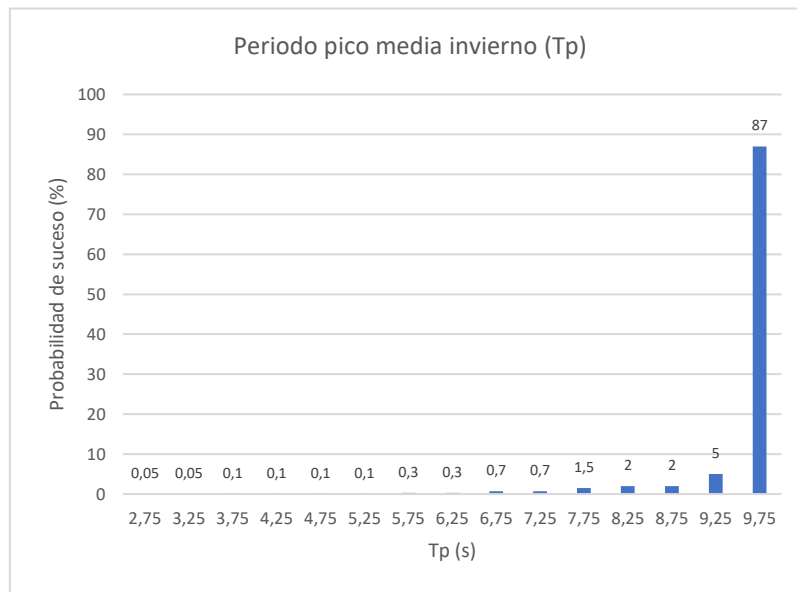


Ilustración 33: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en invierno. Puertos del Estado

El periodo de pico medio en invierno igual a 9,56 s.

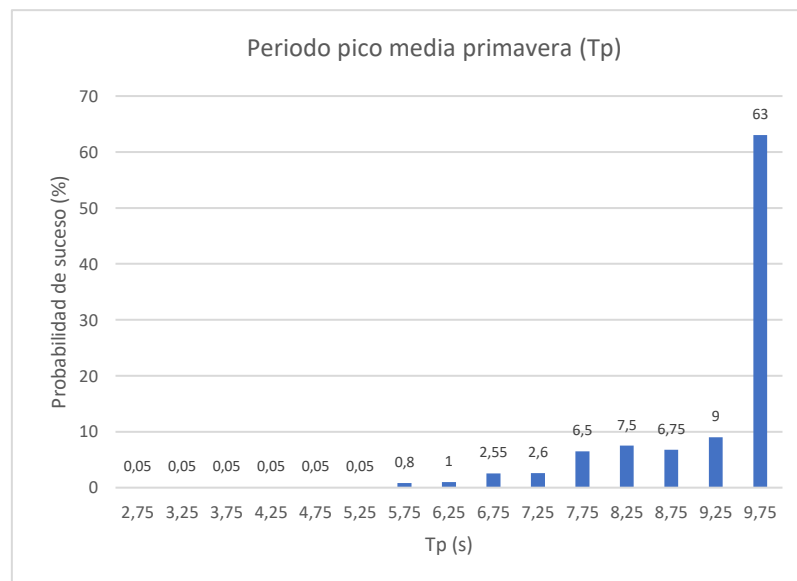


Ilustración 34: Periodo de Pico– Probabilidad de suceso en primavera. Puertos del Estado

El periodo de pico medio en primavera es de 9,17 s.

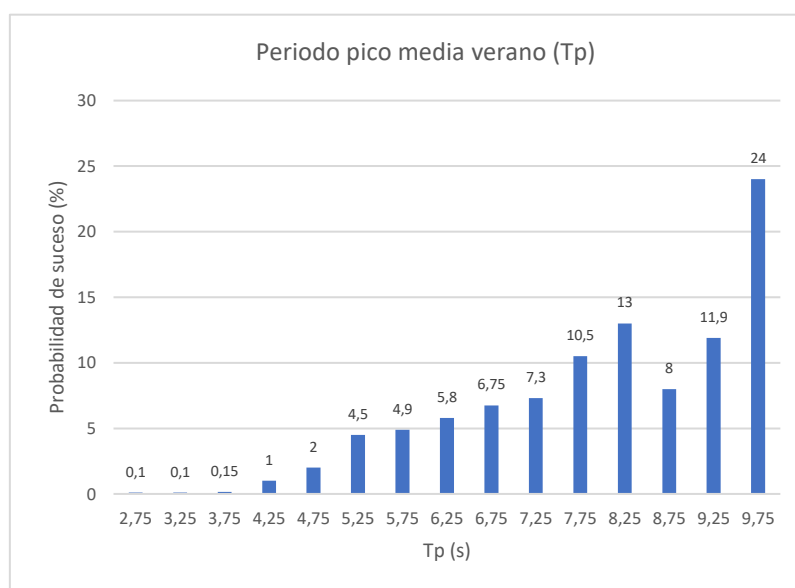


Ilustración 35: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en verano. Puertos del Estado

El valor medio del periodo de pico es igual a 8,04 s.

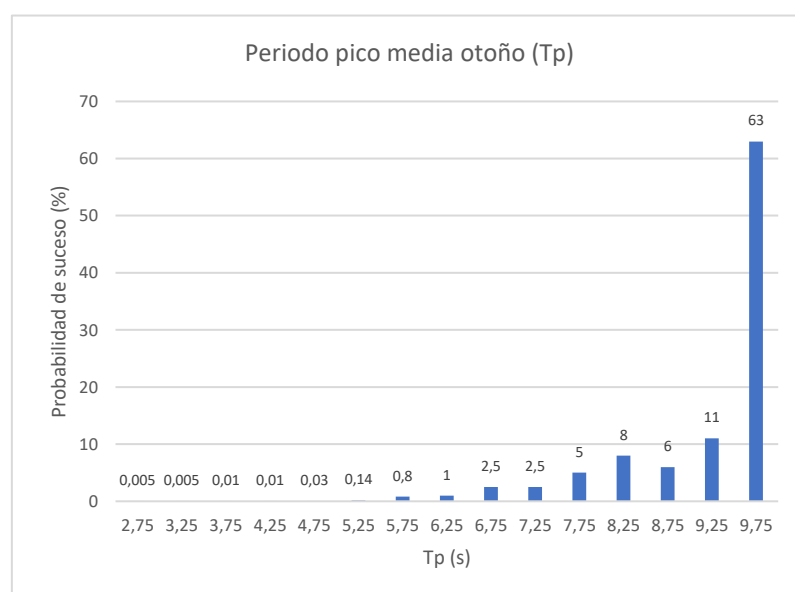


Ilustración 36: Periodo de Pico – Probabilidad de suceso en otoño. Puertos del Estado

El periodo de pico en otoño es igual a 9,2 s.

Tras el análisis del periodo de pico, se constata el hecho de que este parámetro está menos determinado por la estacionalidad: salvando el caso de los meses veraniegos, el resto del año permanece prácticamente inalterado.

Tabla 13: Hs vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2003. Puertos del Estado

Hs (m)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	N	00	---	0.184	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0.184
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	0.104	---	---	---	---	---	---	---	---	0.104
	SW	225	---	0.150	1.865	2.475	1.450	0.599	0.760	0.679	0.587	0.150	0.633	9.346
	W	270	1.013	7.286	8.610	5.041	5.490	3.568	1.450	1.370	0.633	0.587	3.142	38.191
	NW	315	1.669	13.179	15.734	8.966	5.502	3.603	1.232	1.220	0.725	0.161	0.184	52.175
TOTAL		2.682	20.799	26.312	16.483	12.442	7.769	3.442	3.269	1.945	0.898	3.959	100%	

Tabla 14: Hs vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2017. Puertos del Estado

Hs (m)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	N	0	---	0.205	0.251	0.023	---	---	---	---	---	---	---	0.479
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	0.091	---	---	---	---	---	---	---	---	0.091
	SW	225	0.011	0.457	1.689	1.427	1.381	0.959	0.342	0.342	0.091	0.160	0.023	6.884
	W	270	0.571	6.712	9.703	7.420	7.329	4.144	2.888	1.438	0.639	0.753	1.050	42.648
	NW	315	0.696	10.285	16.096	12.728	5.753	2.226	1.256	0.502	0.160	0.103	0.091	49.897
TOTAL		1.279	17.660	27.831	21.598	14.463	7.329	4.486	2.283	0.890	1.016	1.164	100%	

Tabla 15: Hs vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2018. Puertos del Estado

Hs (m)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	N	0	---	---	0.058	0.253	0.104	0.081	---	---	---	---	---	0.495
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	---	0.012	---	---	0.046	0.012	---	---	---	0.069
	SW	225	---	0.104	0.265	0.656	0.610	1.289	1.082	0.829	0.437	0.322	0.506	6.100
	W	270	0.207	1.508	2.924	2.947	4.570	4.420	4.282	2.785	2.762	1.496	1.807	29.708
	NW	315	0.576	10.244	16.759	13.398	8.138	6.123	3.879	2.106	1.082	0.679	0.645	63.628
TOTAL		0.783	11.855	20.005	17.265	13.421	11.91	9.289	5.732	4.282	2.498	2.958	100%	

Tabla 16: Tp vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2017. Puertos del Estado

Tp (s)														
Dir			<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL
	CALMA		---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----
	N	0	---	---	---	---	---	---	0.011	0.011	0.068	0.137	0.251	0.479
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	---	---	---	---	---	---	0.011	0.068	0.011	0.091
	SW	225	---	---	---	---	---	---	0.011	0.011	0.034	0.114	6.712	6.884
	W	270	---	---	---	---	---	---	---	---	0.011	0.011	42.626	42.648
	NW	315	---	---	---	---	---	---	0.011	0.034	0.240	0.662	48.950	49.897
TOTAL		---	---	---	---	---	---	---	0.034	0.057	0.365	0.993	98.550	100%

Tabla 17: Tp vs Dirección en el emplazamiento offshore año 2018. Puertos del Estado

Tp (s)														
		<=0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	>5	TOTAL	
	CALMA	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
	N	0	---	---	---	---	---	---	---	---	0.058	0.437	0.495	
	NE	45	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
	E	90	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	

Dir	SE	135	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
	S	180	---	---	---	---	---	---	---	---	0.012	0.058	0.069
	SW	225	---	---	---	---	---	0.012	0.023	0.069	---	5.997	6.100
	W	270	---	---	---	---	---	---	---	0.012	---	29.696	29.708
	NW	315	---	---	---	---	---	---	0.023	0.104	0.276	63.225	63.628
	TOTAL		---	---	---	---	---	0.012	0.046	0.184	0.345	99.413	100%

La dirección del oleaje no es un factor determinante en la central tipo Pelamis, que anclada por un extremo al fondo marino, se deja empujar por las olas hasta ponerse en dirección perpendicular a las mismas.

A modo de resumen, se va a poner la rosa de altura significativa.

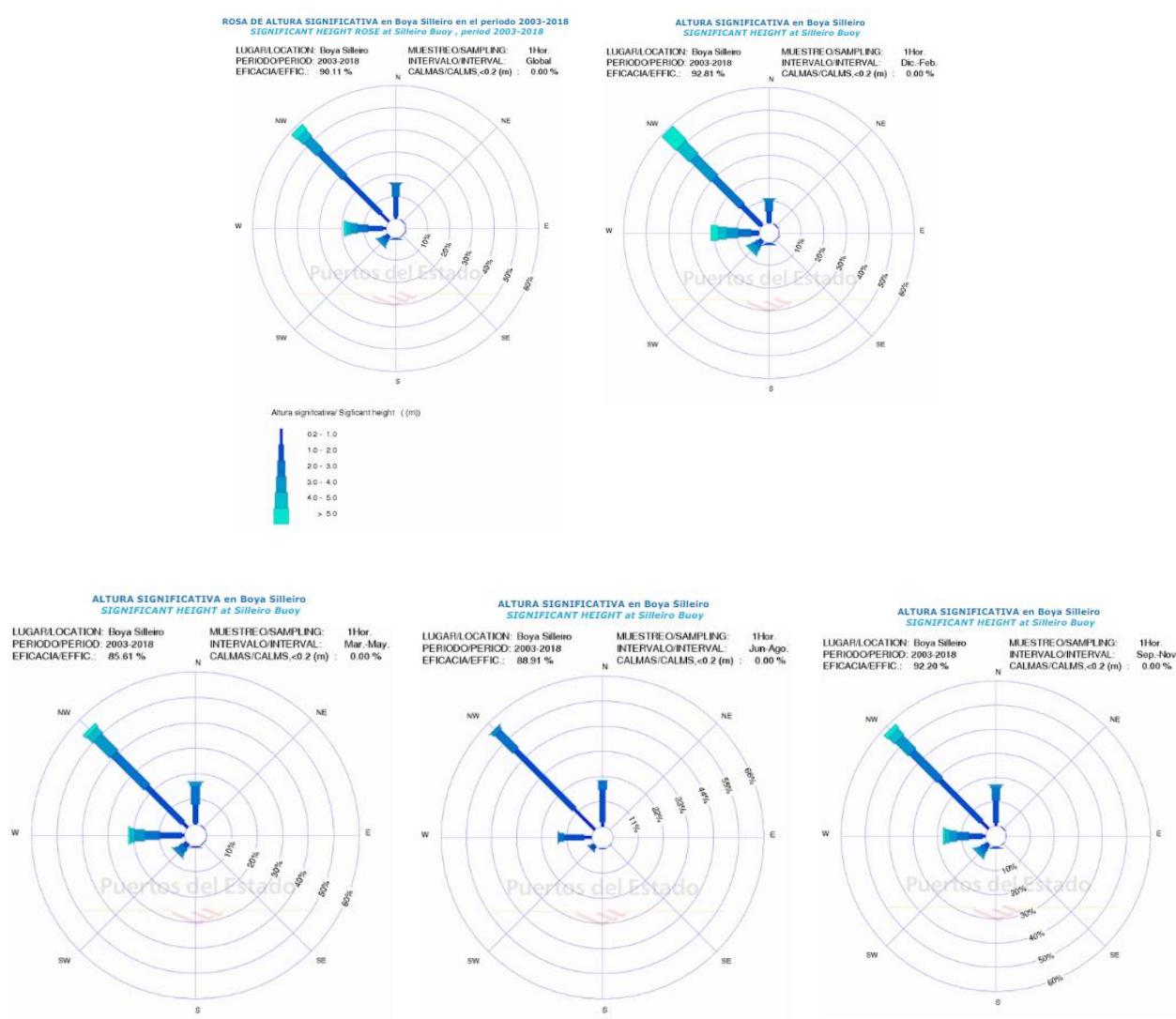


Ilustración 37: Rosa de Altura Significante en el emplazamiento offshore.
Puertos del Estado

ROSA DE PERIODO DE PICO en SIMAR 3012004 en el periodo 1958-2019
PEAK PERIOD ROSE at SIMAR Point 3012004 , period 1958-2019

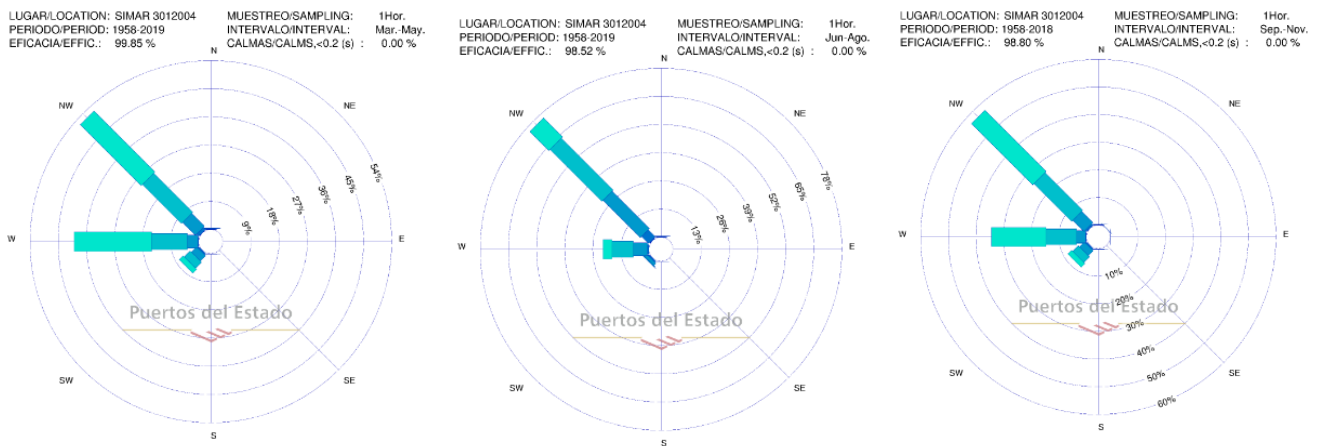
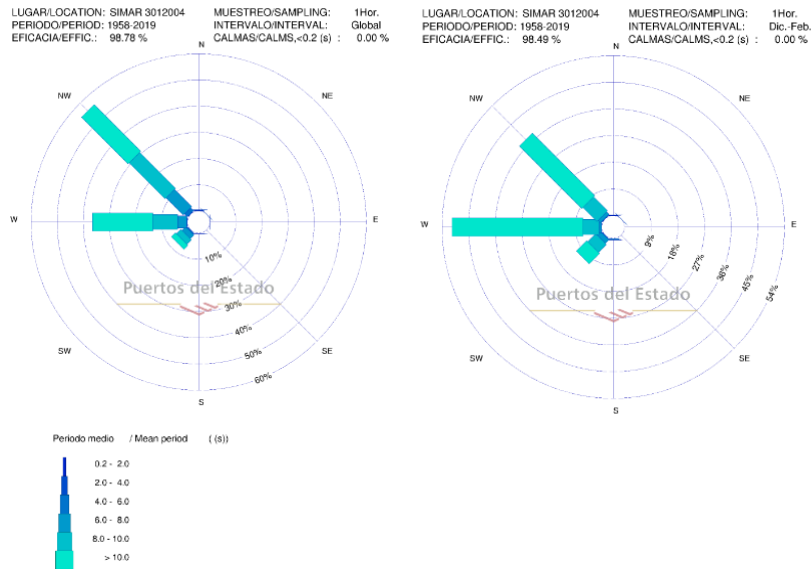


Ilustración 38: Rosa de tiempo de pico en el emplazamiento offshore. Puertos del Estado

Se utilizará la gráfica que relaciona la altura significativa con el tiempo a lo largo de dos años.

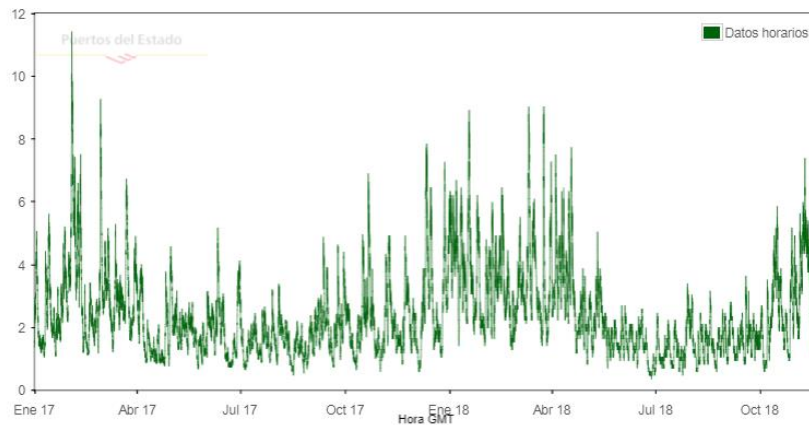


Ilustración 39: Altura significativa a lo largo de dos años emplazamiento offshore. Puertos del Estado

Para terminar, se utilizará la gráfica que relaciona el periodo de pico con la altura significativa, muy útil para el apartado 3.2 de este anexo, cuando haya que calcular la energía eléctrica neta.

Tabla 18: Hs vs Tp en el emplazamiento offshore. Puertos del Estado

		Tp(s)											
		1,5	3	4,5	6	7,5	9	10,5	12	13,5	15	>15	
Hs(m)	1	0	0,007	0,431	0,7	2,839	4,801	3,151	1,069	0,445	0,167	0,066	13,676
	2	0	0	0,34	3,365	4,205	10,314	13,2	6,694	2,753	0,801	0,261	41,933
	3	0	0	0	0,248	1,483	2,147	6,264	7,018	4,491	1,333	0,349	23,333
	4	0	0	0	0,001	0,142	0,626	1,796	3,226	3,453	1,658	0,425	11,327
	5	0	0	0	0	0,006	0,157	0,56	1,134	1,876	1,276	0,45	5,459
	6	0	0	0	0	0	0,014	0,117	0,352	0,809	0,864	0,39	2,546
	7	0	0	0	0	0	0	0,016	0,114	0,266	0,407	0,227	1,03
	8	0	0	0	0	0	0	0,001	0,025	0,084	0,17	0,136	0,416
	9	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,027	0,074	0,082	0,184
	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0,004	0,03	0,037	0,071
	>10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,011	0,014	0,025
		0	0,007	0,771	4,314	8,675	18,059	25,105	19,633	14,208	6,791	2,437	100%

Esta gráfica puede ser fácilmente convertida a horas teniendo en cuenta que cada casilla representa un porcentaje sobre el total de horas, que son 8.760, por tanto basta con multiplicar cada casilla por 8.760 y dividirlo entre 100 para determinar la cantidad de horas en las que ocurren olas de una determinada altura y periodo de pico.

1.4. Resumen de los datos del oleaje

Tabla 19: Resumen de datos del oleaje

	Onshore			Nearshore			Offshore		
	H _s (m)	T _p (s)	Dirección	H _s (m)	T _p (s)	Dirección	H _s (m)	T _p (s)	Dirección
Anual	1,65	8,69	W-NW	1,75	8,74	W-NW	2,39	9,05	W-NW
Invierno	2,34	9,09	W-NW	2,48	9,10	W-NW	2,98	9,55	W-NW
Primavera	1,67	9,12	W-NW	1,74	9,16	W-NW	2,18	9,17	W-NW
Verano	1,02	8,09	W-NW	1,11	8,12	W-NW	1,45	8,04	W-NW
Otoño	1,66	9,12	W-NW	1,73	9,18	W-NW	2,15	9,20	W-NW

2. APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO

Una vez que se conocen los parámetros característicos de las olas, se va a proceder al cálculo de la potencia por frente de metro lineal de la ola (kW/m).

Para ello, se aplica la siguiente fórmula:

$$F_E = E_T \cdot C_g$$

Siendo:

- F_E potencia por frente de metro lineal (kW/m).
- E_T energía total de la ola (J).
- C_g celeridad de la onda (m/s).

La E_T se calcula como:

$$E_T = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8}$$

Siendo:

- E_T energía total de la ola (J).
- ρ densidad media del agua sala (kg/m^3), para obtener el valor directamente en kW, se utilizará el valor en su múltiplo (Mg/m^3), se toma un valor de $1,025 \text{ Mg/m}^3$.
- g aceleración de la gravedad (m/s^2) tomando como valor $9,81 \text{ m/s}^2$.
- H_s altura significativa (m).

A su vez, la C_g se define como:

$$C_g = \frac{L}{T} = \frac{g \cdot T_p}{4\pi}$$

Donde:

- C_g celeridad de la onda (m/s).
- L longitud de onda (m).
- T periodo de la ola (s).

- g aceleración de la gravedad (m/s²).

2.1. Recurso energético en el emplazamiento nearshore

De acuerdo con los datos obtenidos en el punto 1.1 de este mismo anexo, la potencia por frente de metro lineal para un año, y de manera estacional es:

Anual

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 22,64 \text{ kW/m}$$

Invierno

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 47,65 \text{ kW/m}$$

Primavera

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 24,35 \text{ kW/m}$$

Verano

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 8,06 \text{ kW/m}$$

Otoño

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 24,17 \text{ kW/m}$$

2.2. Recurso energético en el emplazamiento nearshore

De acuerdo con los datos obtenidos en el punto 1.2 de este mismo anexo, la potencia media por frente de metro lineal para un año, y de manera estacional es:

Anual

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 25,62 \text{ kW/m}$$

Invierno

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 53,58 \text{ kW/m}$$

Primavera

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 26,55 \text{ kW/m}$$

Verano

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 9,58 \text{ kW/m}$$

Otoño

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 26,30 \text{ kW/m}$$

2.3.Recurso energético en el emplazamiento offshore

Anual

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 49,49 \text{ kW/m}$$

Invierno

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 81,18 \text{ kW/m}$$

Primavera

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 41,72 \text{ kW/m}$$

Verano

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 16,18 \text{ kW/m}$$

Otoño

$$F_E = \frac{\rho \cdot g \cdot H_s^2}{8} \cdot \frac{g \cdot T_p}{4\pi} = 40,82 \text{ kW/m}$$

3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CABO SILLEROS

Para el cálculo de la producción neta de energía (sin contar las pérdidas propias que se dan en la línea, en las subestaciones, etc...) cada fabricante da metodologías diferentes, dan valores de rendimiento de conversión ola-electricidad diferentes, especifican las condiciones en las que se debe instalar la maquinaria para obtener el máximo rendimiento, etc.

3.1. Producción eléctrica en el emplazamiento onshore

El tipo de convertidor que se va a estudiar para su implantación en la costa es similar al que se encuentra en la central de Mutriku, una turbina del tipo Wells. Se trata de tecnología OWC, que también se encuentra en escala real para su estudio en las Islas Azores.

Cada una de las turbinas que forman este dispositivo tiene una longitud enfrentada a la ola igual a 4,5 m, y una potencia de 36 kW eléctricos.

En este dispositivo se tendrá en cuenta cuatro factores que reducirán la energía producida, el primero que la energía de la ola que registra una boya cercana a la costa desciende en un 30% de media cuando está prácticamente en la costa, el rendimiento neumático de potencia útil frente a la potencia de ola que llega se sitúa en torno al 60% y el rendimiento de conversión eléctrica de esta potencia neumática oscila entre 40 y un 60%, dependiendo de la localización.

Según especificaciones de la turbina, funciona para una ola de periodo de pico de 5,5 s y una altura significativa de 0,88 m hasta una altura de 4 m y un periodo de 15 s. Atendiendo a la tabla que relaciona la probabilidad de suceso de altura significativa con el periodo de pico, en un 74,6% se cumple esta condición.

Para calcular la energía eléctrica que produce a lo largo de un año con este dispositivo se utiliza la siguiente fórmula:

$$E_E = F_E \cdot L \cdot \eta_N \cdot \eta_E \cdot F_C \cdot F_F \cdot t$$

Donde:

- E_E energía eléctrica (kWh).
- F_E frente de ola (kW/m):
- L longitud de captación del dispositivo (m).
- η_N rendimiento neumático.
- η_E rendimiento eléctrico.
- t tiempo (s).
- F_C factor corrector del oleaje por estar en poca profundidad.
- F_F factor de corrección por no situarse en la posición óptima.

El rendimiento eléctrico se va a suponer en un 40 %.

La producción de energía eléctrica a lo largo de un año es igual a:

$$E_E = 22,64 \cdot 4,5 \cdot 0,6 \cdot 0,4 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 6.534,96 = 78.295,93 \text{ kWh}$$

Para calcular cuánta energía se produce por trimestre, en el apartado anterior se ha calculado la energía por metro lineal a lo largo de un año, y la energía por metro lineal por trimestre. Se calcula el peso porcentual que representa cada trimestre y con eso se obtiene la energía por trimestre, obtenido en el Atlas del potencial del recurso de la energía de las olas en el litoral español (ENOLA).

- Invierno: 45,71 % de la energía.
 - Diciembre: 33,09 % de la energía de invierno
 - Enero: 35,22 % de la energía en invierno
 - Febrero: 31,69 % de la energía de invierno.
- Primavera: 23,36 % de la energía.
 - Marzo: 46,77 % de la energía de primavera.

- Abril: 34,56 % de la energía en primavera.
- Mayo: 18,67 % de la energía de primavera.
- Verano: 7,73 % de la energía.
 - Junio: 35,98 % de la energía de verano.
 - Julio: 30,20 % de la energía en verano.
 - Agosto: 33,81 % de la energía de verano.
- Otoño: 23,19 % de la energía.
 - Septiembre: 22,26 % de la energía de verano.
 - Octubre: 34,49 % de la energía en verano.
 - Noviembre: 43,25 % de la energía de verano.

Con estos valores se obtiene la producción energética por mes para un dispositivo:

- Enero: 12.375,746 kWh.
- Febrero: 11.135,064 kWh.
- Marzo: 8.577,919 kWh.
- Abril: 6.338,85 kWh.
- Mayo: 3.424,462 kWh.
- Junio: 2.371,498 kWh.
- Julio: 1.990,561 kWh.
- Agosto: 2.228,371 kWh.
- Septiembre: 4.057,001 kWh.
- Octubre: 6.287,153 kWh.
- Noviembre: 7.882,401 kWh.

- Diciembre: 11.626,82 kWh.

3.2. Recurso energético en el emplazamiento nearshore

El dispositivo para el emplazamiento nearshore es el Seabased AB, desarrollado por la empresa Seabased y la Universidad de Uppsala. La potencia de cada una de las máquinas es igual a 15 kW.

De la propia universidad se obtiene la matriz de potencias:

Tabla 20: Matriz de potencias del Seabased AB

		Tp(s)										
		1,5	3	4,5	6	7,5	9	10,5	12	13,5	15	16,5
Hs(m)	1	0	0	1,25	1,2	1,15	1	0,95	0,7	0,7	0,65	0,65
	2	0	0	4,2	3,7	3,55	3,1	2,65	2,3	2,65	1,8	1,75
	3	0	0	0	7,05	6,45	4,3	4,4	4,1	3,5	3,3	3,25
	4	0	0	0	8,9	8,1	6,8	5,9	5	4,55	4,3	3,6
	5	0	0	0	12	10,4	8,6	7,25	6,3	5,8	5,4	5
	6	0	0	0	0	12	8,9	7,8	7,5	6,8	6,4	5,8
	7	0	0	0	0	15	11	9,4	8,6	7,9	7,3	6,8
	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Una matriz de potencias representa la potencia que es capaz de aprovechar un convertidor de energía de las olas del total de la potencia instalada en función de la altura significativa y del periodo de pico.

Por tanto, para el cálculo de la energía total producida a lo largo de un año por cada uno de los dispositivos se multiplica la casilla de la Tabla 10 del punto 2.2 de este anexo por la casilla correspondiente de la matriz de potencias del Seabased AB y multiplicarlo por el tiempo.

Tabla 21: Energía producida por un Seabased AB en un año

			Tp(s)									
			4,5	6	7,5	9	10,5	12	13,5	15	16,5	kWh
Hs(m)	3	0	19,929	46,2528	130,962	187,1136	128,65812	39,2448	4,84428	1,9929	0,68328	559,68078
	2	0	132,81912	289,11504	1310,46972	2056,52388	1472,23188	460,78476	347,97786	64,49112	21,3087	6155,72208
	3	0	0	340,90416	1032,29154	2411,12868	3172,94208	1422,2736	1230,999	321,16788	80,8548	10012,5617
	4	0	0	155,928	491,01552	1300,36944	2806,4412	1952,604	1417,74906	572,5536	118,89072	8815,55154

5	0	0	34,6896	314,3088	742,81296	1775,1045	1862,04312	1029,37008	605,4912	176,514	6540,33426
6	0	0	0	132,4512	384,36252	985,28976	1435,545	577,21392	516,34944	202,21584	4233,42768
7	0	0	0	43,362	239,9364	624,99096	947,72688	267,12744	298,63716	147,72864	2569,50948
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	152,74812	866,8896	3454,86078	7322,24748	10965,6585	8120,22216	4875,28164	2380,6833	38886,7876

La energía producida por un dispositivo en un año es igual a 38.886,79 kWh. Para calcular cuánta energía se produce por trimestre, en el apartado anterior se ha calculado la energía por metro lineal a lo largo de un año, y la energía por metro lineal por trimestre. Se calcula el peso porcentual que representa cada trimestre y con eso se obtiene la energía por trimestre (obtenido por ENOLA).

- Invierno: 41,86 % de la energía.
 - Diciembre: 31,26 % de la energía de invierno
 - Enero: 36,63 % de la energía en invierno
 - Febrero: 32,11 % de la energía de invierno.
- Primavera: 21,49 % de la energía.
 - Marzo: 48,94 % de la energía de primavera.
 - Abril: 29,01 % de la energía en primavera.
 - Mayo: 22,04 % de la energía de primavera.
- Verano: 8,32 % de la energía.
 - Junio: 32,43 % de la energía de verano.
 - Julio: 30,14 % de la energía en verano.
 - Agosto: 37,43 % de la energía de verano.
- Otoño: 28,33 % de la energía.
 - Septiembre: 23,58 % de la energía de verano.

- Octubre: 35,02 % de la energía en verano.
- Noviembre: 41,40 % de la energía de verano.

Con estos valores se obtiene la producción energética por mes para un dispositivo:

- Enero: 5.963,69 kWh.
- Febrero: 5.228,06 kWh.
- Marzo: 4.089,22 kWh.
- Abril: 2.423,76 kWh.
- Mayo: 1.841,81 kWh.
- Junio 1.048,58 kWh.
- Julio: 974,36 kWh.
- Agosto: 1.209,97 kWh.
- Septiembre: 2.597,47 kWh.
- Octubre: 3.858,53 kWh.
- Noviembre: 4.561, 3 kWh.
- Diciembre: 5.090,032 kWh.

3.3.Recurso energético en el emplazamiento offshore

El dispositivo para el emplazamiento nearshore es el Pelamis P2, desarrollado por la empresa Pelamis Wave Power, en propiedad ahora de la empresa E ON. La potencia de cada una de las máquinas es igual a 750 kW.

La matriz de potencias del dispositivo Pelamis P2:

Tabla 22: Matriz de Potencias de un dispositivo Pelamis P2

	Tp(s)											
		1,5	3	4,5	6	7,5	9	10,5	12	13,5	15	>15
Hs(m)	1	0	0	0	29	38	35	26	0	0	0	0
	2	0	0	57	115	153	138	104	66	51	0	0

	3	0	0	129	260	340	292	219	149	124	0	0
	4	0	0	0	462	546	475	366	237	204	0	0
	5	0	0	0	515	731	670	521	348	317	0	0
	6	0	0	0	0	750	750	633	470	400	0	0
	7	0	0	0	0	750	750	750	584	507	0	0
	8	0	0	0	0	0	750	750	690	625	0	0
	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Se procede de la misma manera que el punto anterior, pero en este caso para los datos probabilísticos del emplazamiento offshore.

La energía producida en un año por este dispositivo es:

Tabla 23: Energía producida por un Pelamis P2 en un año

		Tp(s)										
		1,5	3	4,5	6	7,5	9	10,5	12	13,5		kWh
Hs(m)	1	0	0	0	1778,28	9450,4632	14719,866	7176,7176	0	0		33125,3268
	2	0	0	1697,688	33899,01	56358,774	124683,883	120257,28	38702,0304	12299,3028		387897,968
	3	0	0	0	5648,448	44169,672	54918,5424	120171,082	91601,7432	48783,0384		365292,526
	4	0	0	0	40,4712	6791,8032	26047,86	57582,6336	66975,6312	61706,4912		219144,89
	5	0	0	0	0	384,2136	9214,644	25558,176	34569,7632	52095,0192		121821,816
	6	0	0	0	0	0	919,8	6487,7436	14492,544	28347,36		50247,4476
	7	0	0	0	0	0	0	1051,2	5832,0576	11813,9112		18697,1688
	8	0	0	0	0	0	0	65,7	1511,1	4599		6175,8
	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
	kWh	0	0	1697,688	41366,2092	117154,926	230504,596	338350,532	253684,87	219644,123		1202402,94

La energía producida por un dispositivo en un año es igual a 1.202.402,94 kWh. Para calcular cuánta energía se produce por mes, en el apartado anterior se ha calculado la energía por metro lineal a lo largo de un año, y la energía por metro lineal por trimestre. Además, se tiene información por medio de ENOLA del peso porcentual del mes por trimestre en cuanto a potencia por metro lineal del frente de ola. Con el peso porcentual del trimestre y el peso porcentual del mes dentro de ese mes se puede conocer la energía por mes.

- Invierno: 37,77 % de la energía.
 - Diciembre: 31,26 % de la energía de invierno

- Enero: 36,63 % de la energía en invierno
- Febrero: 32,11 % de la energía de invierno.
- Primavera: 19,28 % de la energía.
 - Marzo: 48,94 % de la energía de primavera.
 - Abril: 29,01 % de la energía en primavera.
 - Mayo: 22,04 % de la energía de primavera.
- Verano: 11,24 % de la energía.
 - Junio: 32,43 % de la energía de verano.
 - Julio: 30,14 % de la energía en verano.
 - Agosto: 37,43 % de la energía de verano.
- Otoño: 31,71 % de la energía.
 - Septiembre: 23,58 % de la energía de verano.
 - Octubre: 35,02 % de la energía en verano.
 - Noviembre: 41,40 % de la energía de verano.

Con estos valores se obtiene la producción energética por mes para un dispositivo:

- Enero: 166.349,2 kWh.
- Febrero: 145.829,787 kWh.
- Marzo: 113.473,41 kWh.
- Abril: 67.528,002 kWh.
- Mayo: 51.109,035 kWh.
- Junio: 43.823,99 kWh.
- Julio: 40.722,05 kWh.

- Agosto: 50.568,92 kWh.
- Septiembre: 89.893,59 kWh.
- Octubre: 133.536,805 kWh.
- Noviembre: 157.858,432 kWh.
- Diciembre: 141.979,709 kWh.

Trabajo de Fin de Máster

Anexo 2: Instalaciones de enlace

Autor

Mario Martínez Ruiz de la Torre

Tutor: Pedro José Zorzano Santamaría

MÁSTER:

Máster en Ingeniería Industrial (852M)

Escuela de Máster y Doctorado



**UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA**

AÑO ACADÉMICO: 2018/2019

Índice

1. Instalaciones de enlace en el emplazamiento onshore	1
2. Instalaciones de enlace en el emplazamiento nearshore	10
3. Instalación de enlace en el emplazamiento offshore	16

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Esquema del transformador onshore. ABB	3
Ilustración 2: Detalle de la caseta prefabricada	5
Ilustración 3: Detalle de la excavación	5
Ilustración 4: Interruptor automático del devanado de baja tensión. ABB	6
Ilustración 5: Esquema de la conexión en un parque tipo Seabased Mikael Bitowt y Malin Johansson	11
Ilustración 6: Esquema de un parque Seabased	16
Ilustración 7: Esquema de conexión de una central con tecnología Pelamis	17
Ilustración 8: Sistema de puesta a tierra del pelamis. Estudio de Abengoa	19

Índice de tablas

Tabla 1: Datos de la turbina Wells. Elaboración propia	1
Tabla 2: Características de la subestación Onshore. ABB	2
Tabla 3: Características de la celda de Medida. ABB	7
Tabla 4: Características del Seabased AB. Elaboración propia	11
Tabla 5: Características de la subestación de Seabased. Elaboración propia	12
Tabla 6: Características del Pelamis P2	17
Tabla 7: Características de la subestación Pelamis	17

1. INSTALACIONES DE ENLACE EN EL EMPLAZAMIENTO ONSHORE

Se estudia un parque undimotriz con una potencia instalada de 864 kW (un total de 24 dispositivos de 36 kW de potencia asignada cada uno).

En primer lugar, la electricidad que genera el dispositivo deberá sufrir una rectificación debido a la alta volatilidad del medio marino, de donde se extrae la energía a frecuencia variable. Por eso, además del sistema de control de las válvulas de mariposa por donde entra el aire que mueve el generador eléctrico, se debe actuar sobre la señal de potencia generada. Para ello, se realiza una doble conversión de la electricidad, primero desde la energía eléctrica convertida (del aire presurizado y despresurizado por la energía cinética de las olas) mediante la turbina Wells a tensión ac y frecuencia variables, rectificadora a tensión dc regulada y convertida a tensión ac y frecuencia reguladas.

En segundo lugar, la electricidad proveniente del sistema de doble conversión se somete a una transformación para elevar la tensión de 460 V hasta los 10 kV de la línea de media tensión que evacuará la energía para poder ser inyectada a red. Este transformador es convencional, a diferencia que en las otras dos tecnologías estudiadas.

Las características del generador tipo Wells se especifican en la siguiente Tabla 1:

Tabla 1: Datos de la turbina Wells. Elaboración propia

Tipo de motor	Generador asíncrono trifásico
Velocidad nominal (rpm)	3000
Potencia nominal (kW)	36
Tensión nominal (V)	460
Intensidad (A)	45,18
Disposición del motor	Vertical
Frecuencia de trabajo (Hz)	0-80
Tipo de bobinado	Jaula de ardilla

La actuación sobre la señal de salida consiste en una conversión AC/DC/AC, realizándose de manera separada. Por un lado, una conversión alterna en continua y después la operación opuesta, para obtener de nuevo una señal de corriente alterna,

pero en esta segunda ocasión con parámetros fijos que poder introducir en el transformador de potencia para su integración en la red eléctrica nacional.

La primera etapa consiste en un conversor de frecuencia, el cual está formado por un rectificador controlado, un fusible rápido y un seccionador. Hay un total de 24 conversores de frecuencia, uno colocado a la salida de cada generador. El conversor de frecuencia será de 36 kW y 460 V. A la salida del mismo la señal de potencia es en corriente continua y 750 V/ 48A de corriente máxima.

A continuación, en grupos de seis generadores se interconectan en cajas de conexión, para simplificar la instalación de enlace y poder efectuar paradas de mantenimiento más fácilmente, sectorizando en grupos alternantes.

La electricidad resultante de sumar seis dispositivos conectados de forma conjunta se invierte en la segunda parte de la conversión, que se corresponde con una conversión continua alterna. Está formado por un convertidor de frecuencia, fusible de seguridad, filtro formado por capacitancias y un inversor. A la salida de dicho sistema ya se encuentra una tensión alterna de 460 V y una frecuencia de 50 Hz.

El transformador será convencional. Debido al clima húmedo en el que se encuentra el mismo, será un transformador seco encapsulado para media tensión. Las características que presenta este transformador son:

Tabla 2: Características de la subestación Onshore. ABB

Potencia aparente (kVA)	1.000
Tensión nominal alta tensión (kV)	10
Tensión máxima de aislamiento (kV)	12
Número de terminales	4
Tensión nominal baja tensión (V)	460
Tensión máxima de aislamiento (kV)	1,1
Número de terminales	6
Grupo de conexión	Dy11
Frecuencia (Hz)	50
Instalación	Interior
Pérdidas en vacío P_0 (W)	2.000
Pérdidas en carga a 75 °C P_K (W)	8.900
Pérdidas en carga a 120 °C P_K (W)	10.000
Impedancia en cortocircuito (%)	6
Nivel de potencia sonora (dB)	73
Longitud A (mm)	1.590
Anchura B (mm)	900

Altura H (mm)	1.750
Peso (kg)	2.620

Las medidas del transformador:

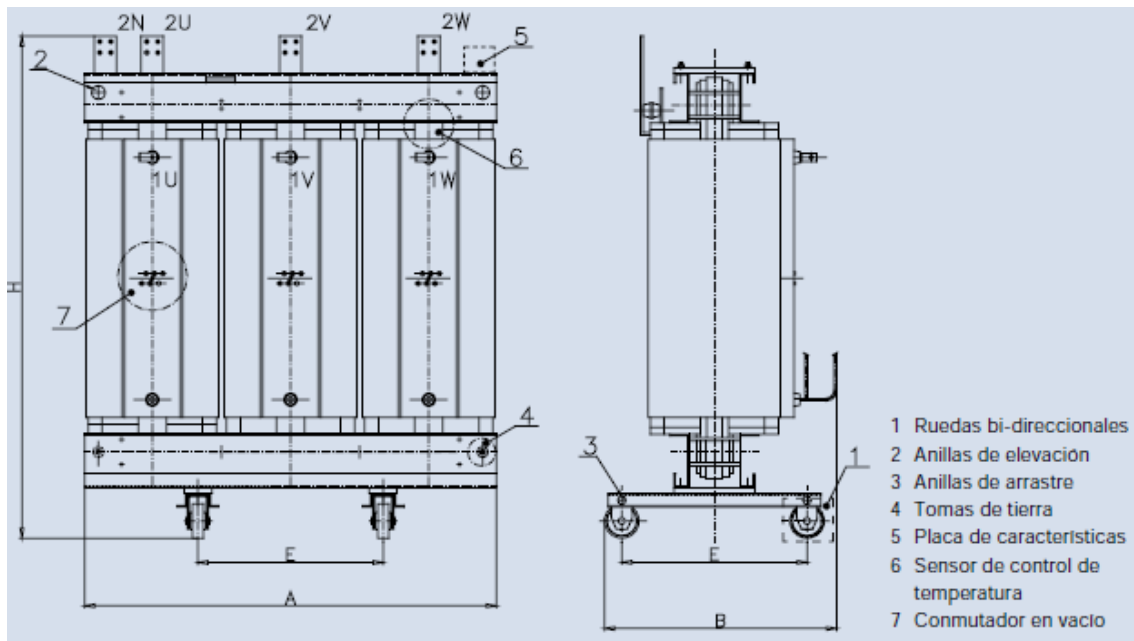


Ilustración 1: Esquema del transformador onshore. ABB

Las características constructivas son:

- Núcleo: está formado por un apilado de chapa magnética que presenta una elevada permeabilidad magnética, y aislado en los extremos por material inorgánico. Es muy compacto gracias a los perfiles de acero galvanizado de un tamaño adecuado.
- Devanado de Baja Tensión: está construido con planchas de aluminio o cobre aisladas con material de clase F, impregnadas al vacío con esmaltes de clase H.
- Devanado de Alta Tensión: formado por una serie de bobinas superpuestas.

Los diferentes accesorios que presentan los transformadores: bornes de puesta a tierra, aisladores de media tensión, regulación de media tensión, devanado de media

tensión, devanado de baja tensión, tapones de apretado, barras de salida de baja tensión, núcleo magnético, orejas de izaje, caja de centralización sondas, placa de características, termosondas de control de temperatura, barras de fijación del núcleo y argollas de traslado longitudinal.

Este tipo de transformadores tiene una vida útil muy duradera, su mantenimiento es nulo o mínimo, y tiene una reciclabilidad del 90%.

Este tipo de transformadores no pueden estar a la intemperie, por tanto, se deberá alojar en el interior de algún edificio. Lo más eficaz económicamente y viable técnicamente es alojar toda la aparamenta en el interior de una caseta prefabricada monobloque.

Las principales características que debe cumplir las casetas prefabricadas son:

- La protección mínima que proporcionar, puesto que el transformador tiene IP00, debe ser de IP54.
- Debe tener rejillas de ventilación para evacuar el calor, y colocarlas sobre alguna pared que no esté orientada al océano, para evitar la entrada de agua en su interior. Además, deberá estar convenientemente conectado a tierra, tanto la rejilla como la puerta.

La caseta prefabricada será una ORMAZABAL PFU3 o una con características similares. La puerta de acceso para los usuarios es de medidas 1.260 x 2.100 mm y la puerta de acceso al equipo eléctrico es de 900 x 2100 mm. Presenta dos cajas de seccionamiento de tierra de protección y de servicio, rejillas para ventilación y orificios de entrada y salida de cable.



Ilustración 2: Detalle de la caseta prefabricada

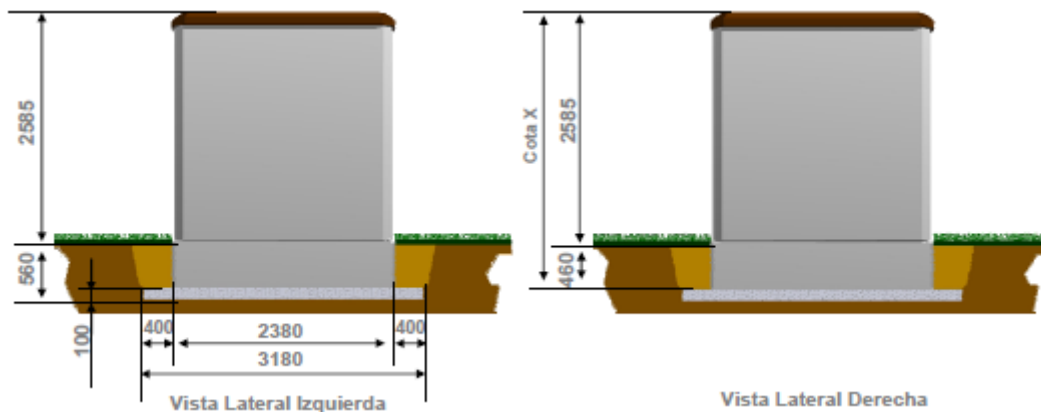


Ilustración 3: Detalle de la excavación

Una vez definido el centro de transformación y la caseta que lo alojará, se va a definir las protecciones del mismo. Se va a definir el Cuadro General de Baja Tensión, los dispositivos de maniobra y protección que la forman se colocan justo a la entrada de la electricidad generada, antes del devanado primario del centro de transformación (devanado de baja tensión). También se van a definir los dispositivos de protección conectados tras el devanado de alta tensión, justo antes de la conexión del centro de transformación a la línea de media tensión. Se calcularán para el caso de que el transformador esté trabajando con la capacidad de diseño, para prever posibles futuras ampliaciones.

La intensidad del devanado de baja tensión es igual a:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1.000.000}{\sqrt{3} \cdot 460} = 1255,11 \text{ A}$$

La distribución de las turbinas se organiza en cuatro grupos de seis turbinas, cada uno de los grupos va conectado a una celda de entrada. Por tanto, la intensidad que tiene que soportar cada una de las celdas es igual a 314 A.

Habrá un total de cinco celdas de baja tensión de tipo interruptor automático y una de tipo seccionador.

Una de las celdas alimenta el panel de distribución y mando del propio centro de transformación, y un medidor de aislamiento porque la instalación se encuentra en contacto con personas.

A las otras cuatro celdas de baja tensión van a conectar los cuatro grupos de turbinas. Tendrán protección térmica que actúe sobre el interruptor. Cada celda deberá soportar una intensidad de 314 A.

Los interruptores automáticos que se colocarn  serán de la marca ABB y de la clase Tmax VF de intensidad nominal 320 A, interruptores automáticos pensados para aplicaciones eólicas.



Ilustración 4: Interruptor automático del devanado de baja tensión. ABB

A la salida de estas celdas se colocará una celda de seccionador, que da paso al transformador y nos permite abrir y cerrar la instalación.

En el lado del devanado de alta tensión, la electricidad saliente del transformador presenta una tensión de 10 kV y las diferentes celdas que se colocan a este lado del transformador son:

- Celda de medida: la celda de medida está formada por un transformador de tensión y un transformador de intensidad. La celda de medida será del tipo UniSec LSC2B-PM de ABB o características similares.

Tabla 3: Características de la celda de Medida. ABB

Tensión asignada (kV)	12
Frecuencia nominal (Hz)	50
Intensidad en las barras principales (A)	630/800/1250
Intensidad Seccionador. Interruptor extraíble (A)	630/800
I. Aparato multifunción HySec (A)	630
I. Interruptor seccionador en gas Gsec (A)	630/800
I. Vmas/Sec interruptor extraíble (A)	630/1250
I. VD4/Sec interruptor extraíble (A)	-
I. HD4/Sec interruptor extraíble (A)	630/1250
I. VSC/P contactor extraíble de vacío (A)	400
I. pico (kA)	40
I. resistencia al arco interno (kA en 1 s)	12,5

- Celda con interruptor de potencia: en esta celda se encuentra un interruptor de potencia, un seccionador y seccionador de puesta a tierra.

La intensidad que sale de este devanado será igual a:

$$I_p = \frac{S \cdot fdp - W_{Fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot fdp} = \frac{1.000.000 \cdot 1 - 2.000 - 8.900}{\sqrt{3} \cdot 10.000 \cdot 1} = 57,11 \text{ A}$$

Se utilizan celdas de ABB UniGear ZS1 para el primario, con una corriente admisible de 630 A (protegido por un interruptor de potencia del tipo VS4), aislado al aire.

- Celda de seccionador: formado por un seccionador de línea, un seccionador de tierra y una autoválvula de protección. La celda es similar al caso anterior, pero sin interruptor automático.

Se deberá calcular la instalación de puesta a tierra de la central. Para ello, en primer lugar, se deberá determinar la resistividad media del terreno. Para una primera aproximación, teniendo en cuenta el objetivo del estudio, su viabilidad técnico-económica, se considerará una resistividad media del terreno de $300 \Omega \cdot m$, según indica el MIE-RAT 13 para suelos pedregosos, como los que existen en las capas superficiales de la zona objeto a estudio.

Teniendo en cuenta que se supone un tiempo de eliminación de defecto t igual a 0,5 s, la constante K toma el valor de 72 y el exponente n es igual a 1 (ambos con tiempos de disparo inferiores a 0,9 s) y la tensión máxima de contacto se calcula como:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n} = \frac{72}{0,5^1} = 144 \text{ V}$$

La tensión de paso admisible se calcula como:

$$V_p = 10 \cdot \frac{K}{t^n} \left(1 + 6 \frac{\rho_s}{1000}\right) = 10 \cdot \frac{72}{0,5^1} \left(1 + 6 \frac{300}{1000}\right) = 4.032 \text{ V}$$

La tensión de contacto admisible:

$$V_c = \frac{K}{t^n} \left(1 + 1,5 \frac{\rho_s}{1000}\right) = \frac{72}{0,5^1} \left(1 + 1,5 \frac{300}{1000}\right) = 208 \text{ V}$$

La tensión inducida (U_i) máxima en tierra de neutro $\leq 1000 \text{ V}$.

La tensión inducida máxima sirve para calcular la distancia de separación entre la tierra de protección del lado de alta del CT y la tierra de servicio del neutro (que puede conectarse a la tierra de protección [con R_T ohmios] del CT si la tensión de defecto U_d [$=I_d \cdot R_T$] es menor de 1000V).

La resistencia global máxima de la puesta a tierra del neutro debe ser $\leq 37 \Omega$.

Este último criterio consigue que un defecto a tierra en una instalación interior (de baja tensión), protegida contra contactos indirectos por un interruptor diferencial de sensibilidad 650 mA, no ocasione en el electrodo de puesta a tierra una tensión superior a:

$$V = R_T \cdot I_d = 37 \cdot 0,650 = 24 \text{ V}$$

Para configurar el sistema de puesta a tierra se seguirá el método de Howe, que aparece en el método UNESA. La instalación de puesta a tierra estará formada por cuatro picas conectadas entre sí, una longitud de la pica 4 m, diámetro de picas 14 mm, en una profundidad de 0,5 m, para un rectángulo de 3 m x 2,5 m, que se identifica con un código de la configuración de 30-25/5/44.

Los valores de resistencia K_r es igual a $0,089 \Omega / \Omega \cdot m$, de tensión de paso $K_p=0,0203 V / \Omega \cdot A \cdot m$ y tensión de contacto $K_c= 0,0402 V / \Omega \cdot A \cdot m$.

$$R_T = K_r \cdot \rho = 0,089 \cdot 300 = 26,7 \Omega$$

Teniendo en cuenta que la subestación tiene el neutro a tierra:

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_T)^2 + X_n^2}} = 141 A$$

La tensión de defecto:

$$U_d = R_T \cdot I_d = 26,7 \cdot 141 = 3764,7 V$$

Puesto que la tensión de defecto es mayor que 1000 V es necesario separar el sistema de puesta a tierra de protección y de servicio.

La tensión de paso máxima:

$$V_p = K_p \cdot I_d \cdot \rho = 0,0203 \cdot 141 \cdot 300 = 858,7 V$$

Siendo inferior a la tensión de paso admisible, por tanto, resultado válido.

La tensión de contacto máxima

$$V_c = K_c \cdot I_d \cdot \rho = 0,0402 \cdot 141 \cdot 300 = 1700,5 V$$

Puesto que se sobrepasa la tensión de contacto admisible (208 V), se deberá colocar una acera perimetral de 1,2 m de ancho alrededor del C.T. La tensión de paso de acceso a dicha plataforma será:

$$V_{Pacc} = K_c \cdot I_d \cdot \rho = 0,0402 \cdot 141 \cdot 300 = 1700,5 V$$

Verificando que se cumple:

$$V_{Pacc} \leq \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{3\rho + 3\rho'}{1000} \right) = \frac{10 \cdot 72}{0,5^1} \left(1 + \frac{3 \cdot 300 + 3 \cdot 3000}{1000} \right) = 15.696 V$$

Siendo $\rho \approx 3000 \Omega \cdot m$.

Dando por tanto el resultado por bueno, y determinado la configuración del sistema de puesta a tierra de protección como válido.

Para el cálculo de la tierra de servicio, a la que irá conectada el neutro, se sigue el mismo método que en el caso anterior. La instalación de puesta a tierra de servicio estará formada por cuatro picas conectadas entre sí, una longitud de la pica 2 m, dispuesto en hilera unido por un conector de sección de 50 mm², con 3 m de separación entre picas, diámetro de picas 14 mm, en una profundidad de 0,5 m, que se identifica con un código de la configuración de 5/42.

Se tiene que cumplir que la distancia entre la tierra de protección y servicio tiene que ser como mínimo de:

$$I_d = \frac{\rho \cdot I_d}{2\pi \cdot 1000} = \frac{300 \cdot 141}{2\pi \cdot 1000} = 6,8 \text{ m}$$

La distancia entre los diferentes sistemas de puesta a tierra tiene que ser, como mínimo, de 6,8 m.

Los valores de resistencia K_r es igual a 0,104 $\Omega / \Omega \cdot m$, de tensión de paso $K_p=0,0252 \text{ V} / \Omega \cdot A \cdot m$.

$$R_n = K_r \cdot \rho = 0,104 \cdot 300 = 31,2 \Omega$$

Siendo inferior a los 37 Ω .

2. INSTALACIONES DE ENLACE EN EL EMPLAZAMIENTO NEARSHORE

Se estudia un parque undimotriz con una potencia instalada de 1,44 MW (un total de 96 dispositivos de 15 kW cada dispositivo).

Se basa en una doble transformación, en un primer paso, la electricidad es corregida y elevada a media tensión, y en parques con un número considerable de dispositivos y, por tanto, de potencia instalada, es elevada a alta tensión. Ambas elevaciones se hacen en transformadores submarinos.

La primera subestación submarina es desarrollada por Seabased AB. Las ventajas de usar esta subestación marina es que se monta en la costa y se remolca a su lugar de instalación, siendo más respetuosa con el medio ambiente que construir una subestación offshore convencional. Por el contrario, su mantenimiento es más complicado porque será necesario su remolque a tierra firme para su operabilidad de mantenimiento. El diseño se hace para que aguante condiciones climáticas adversas; de hecho, se ha probado en la costa sueca y ha dado un buen rendimiento.

La disposición del parque será la siguiente:

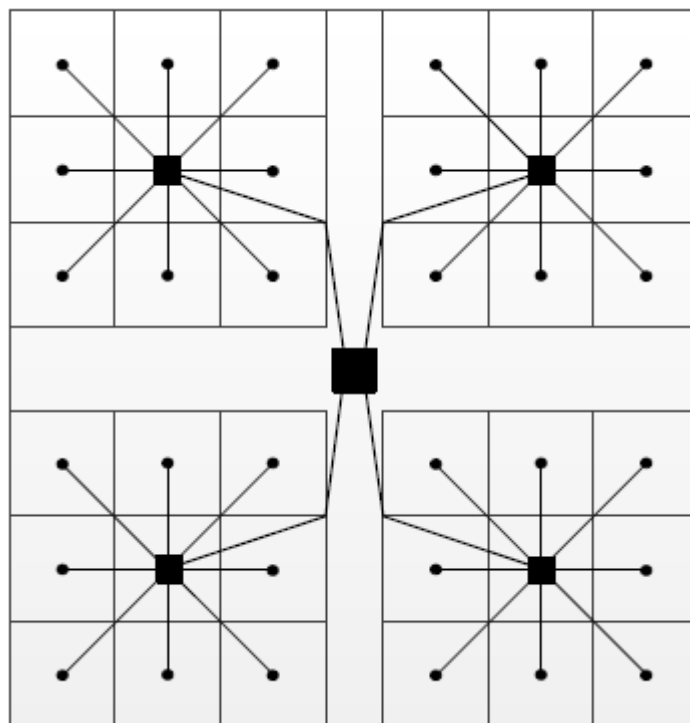


Ilustración 5: Esquema de la conexión en un parque tipo Seabased Mikael Bitowt y Malin Johansson

Cada punto representa un dispositivo convertidor de olas, cada cuadrado pequeño representa una subestación eléctrica de baja tensión y cada cuadrado grande representa una subestación eléctrica de media tensión. La distribución se conoce como distribución en estrella.

Los principales valores del dispositivo Seabased AB son:

Tabla 4: Características del Seabased AB. Elaboración propia

Potencia (kW)	15
Voltaje de línea (V)	250
Intensidad nominal (A)	34,64

Velocidad (m/s)	0,67 m/s
Sección del conductor (16 mm ²)	16
Ranura por polo y fase	6/5
Anchura del polo (mm)	50
Anchura del entrehierro (mm)	3
Longitud del estator (mm)	1264 (25 polos)
Longitud del rotor (mm)	867 (37 polos)
Número de partes del estator	4
Anchura del estator (mm)	400
Área activa de generación (m ²)	2,6

Puesto que a cada subestación marina de baja tensión van conectados, en forma de estrella, 8 dispositivos, y puesto que la potencia unitaria por dispositivo es de 15 kW, la potencia total de cada subestación marina de baja tensión es:

$$P_{sub} = P_U \cdot N = 15 \cdot 8 = 120 \text{ kW}$$

Tabla 5: Características de la subestación de Seabased. Elaboración propia

Potencia de la subestación (kVA)	125
Volumen ocupado (m ³)	3
Peso del hormigón de la base (t)	5
Tensión de salida del transformador (V)	6600
Máxima tensión en CC (V)	500
Capacitancia del filtro capacitivo (F)	0,24
Ratio del devanado	6600/1000/ 250, 180, 125, 100
Mecanismos para el cambio de las tomas	Contactores

La intensidad variará en función de la energía producida, la intensidad máxima es igual a la nominal e igual a 34,64 A. Los cálculos, de acuerdo a la ITC-BT-40, se harán tomando una intensidad de 34,64 A, mayorada un 125%, siendo por tanto de 43,2 A y una tensión de salida del generador de 250 V, que es el caso más desfavorable.

Las distintas partes que tendrá cada subestación marina de baja tensión son:

Interruptor de maniobra

Hay un interruptor de maniobra que sirve para desconectar la subestación para mantenimiento de la misma o de los dispositivos generadores, y para reparaciones.

Protección de los circuitos

A continuación del interruptor de maniobra hay un interruptor automático monofásico por línea que la protege frente a cortocircuitos y sobretensiones.

El interruptor monofásico deberá ser mínimo de 2x50 A.

Rectificador

El rectificador está formado por seis diodos de la marca Semikron SKKD100 de 100 A montados sobre una estructura de aluminio disipadora del calor. Se elige una rectificación pasiva frente a una activa porque, de usar una activa, se requeriría de un circuito controlador independiente por rectificador (tantos como dispositivos existan) y encarecería el precio final. Además, el sistema se complicaría cuantos más convertidores se instalasen.

A la salida del rectificador se encuentra una onda en corriente continua que posee un rizado.

La tensión media de salida del inversor (V_{DC}) es igual a:

$$V_{DC} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{LL} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} 250 = 337,62 \text{ V}$$

La tensión eficaz

$$V_{RMS} = \left(\frac{3}{2} + \frac{9\sqrt{3}}{4\pi} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \cdot V_{LL} = \left(\frac{3}{2} + \frac{9\sqrt{3}}{4\pi} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \cdot 250 = 337,91 \text{ V}$$

El valor máximo que puede alcanzar en continua es:

$$V_{DCmax} = \sqrt{2} \cdot V_{LL} = \sqrt{2} \cdot 250 = 353,554 \text{ V}$$

Siendo V_{LL} la tensión de línea (V).

Como se puede observar, no se sobrepasan los 500 V de máxima.

Filtro capacitivo

Puesto que la presión dentro de la subestación es un valor muy importante por la localización de la subestación, el material con el que se fabrica los condensadores será aluminio. El filtro está formado por grupos de 24 condensadores conectados en paralelo, los cuales se conectan en serie para obtener el valor de tensión y capacitancia adecuada. La capacitancia obtenida es igual a 0,24 F.

Este filtro es instalado a la salida común de todos los inversores, con objeto de atenuar la corriente continua variable y que presente un valor prácticamente fijo.

Inversor

El inversor está construido con seis transistores bipolares. Las señales que controlan el disparo de los transistores se controlan mediante una señal proveniente de un sistema de baterías.

El inversor por un lado convierte la corriente continua en corriente alterna, para que ésta pueda ser elevada y transportada en alta tensión para minimizar las pérdidas. Por otro lado, controla el nivel de tensión, para que la tensión de salida se corresponda con un valor de consigna.

Transformador

El transformador es un transformador con tomas variables. En el lado de baja tensión, hay cinco tomas que conectan en diferentes puntos del devanado y cinco relaciones de transformación 4 - 5.56 - 8 - 10 - 12,5, que se corresponde con 250 - 180 - 125 - 100 - 80 V. Variando la señal que controla el inversor, se puede conseguir que se alcancen dichos valores de tensión a la entrada del transformador. A la salida del transformador, la tensión de salida del transformador es elevada hasta los 6.600 V. De aquí hay dos opciones, o bien se envía directamente a tierra si la energía a transportar

no es demasiado grande y la distancia es pequeña, o bien a un transformador submarino intermedio que eleve la tensión a un voltaje mayor, y de ahí a la red en tierra firme. En este caso se estudiarán las pérdidas que se obtienen si se conecta directamente a la red, para valorar si es posible el ahorro de la subestación intermedia.

Sistemas auxiliares

Cuenta con un sistema de baterías de 24 V de AGM que alimenta el controlador, el sistema de transistores bipolares, el módem de comunicación y diferentes sensores. Está dividido en tres sistemas paralelos para alimentar las diferentes partes. Estas baterías son cargadas por un pequeño transformador BT/BT y un cargador de baterías que obtiene la energía del transformador.

El sistema de control está dividido en tres subsistemas independientes.

El primero controla la seguridad de los circuitos. Disparando las protecciones cuando es necesario, varía la posición de las tomas en el centro de transformación en función de la tensión de salida y la energía de apoyo para los otros sistemas, permitiendo resetear manualmente el sistema. Si el sistema utiliza algún tipo de protección para desconectar alguno de los generadores de la subestación, la energía que produce es descargada directamente a través de un sistema de resistencias conectadas en triángulo de valor de 12Ω .

El segundo controla la señal de mando de disparo de los transistores bipolares del inversor.

El tercer controlador mide la tensión y corriente en el lado de continua, la salida de los tiristores y la salida del transformador. Con estos datos el primer controlador puede variar las tomas de la entrada del transformador.

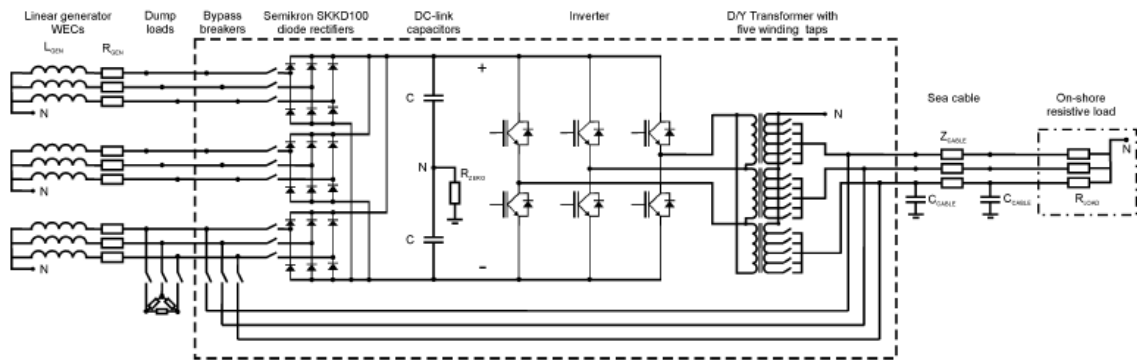


Ilustración 6: Esquema de un parque Seabased

3. INSTALACIÓN DE ENLACE EN EL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE

Se estudia un parque undimotriz con una potencia instalada de 1,5 MW (un total de 2 dispositivos de 750 kW cada máquina).

Cada generador de olas se compone cuatro módulos de potencia. Esta energía producida por los cuatro módulos es elevada en un transformador que se aloja en la parte delantera de la máquina.

Tras esta primera elevación, los dispositivos se interconectan en una caja de conexiones y de ahí evacúan, a través de una línea de media tensión, a tierra firme, en donde es elevada para la conexión de la central con la red eléctrica. Puesto que cada convertidor posee su propio transformador, este tipo de parques undimotrices no están dispuestos en arrays.

El esquema típico de interconexión de un parque undimotriz es el siguiente:

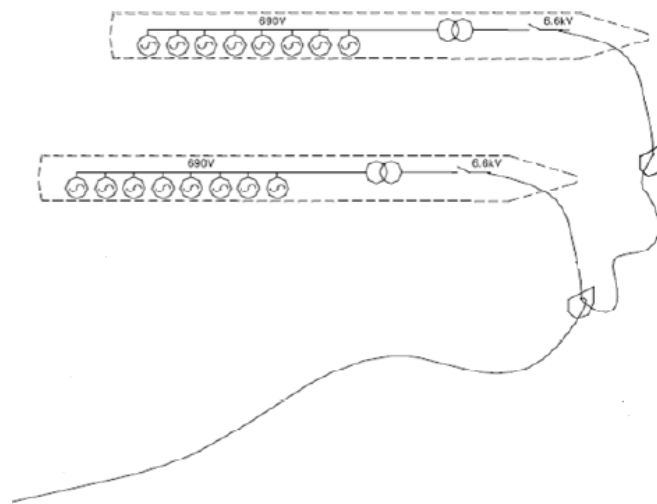


Ilustración 7: Esquema de conexión de una central con tecnología Pelamis

Cada módulo de potencia está formado por dos generadores de inducción de jaula de ardilla. Uno de los generadores es de 125 kW mientras que el otro es de dos velocidades cuyo rango está entre 40/80 kW. Por tanto, en total hay 8 motores.

Las características del dispositivo denominado Pelamis son:

Tabla 6: Características del Pelamis P2

Potencia activa nominal (kW)	750
Potencia aparente (kVA)	800
Tensión de línea (V)	690
Intensidad de línea (A)	627,55 A
Frecuencia (Hz)	50
Tipo de motor	De inducción de jaula de ardilla

De los cuatro grupos de motores, están conectados dos a dos, para después conectarse entre sí y a la entrada del transformador.

Las características del transformador son:

Tabla 7: Características de la subestación Pelamis

Tensión de entrada (V)	690
Tensión de salida (kV)	6,6
Potencia aparente del transformador (kVA)	800
Tensión de cortocircuito (%)	4,69
Tipo de conexión del transformador	Dy11

Fusibles del contactor (A)	125
----------------------------	-----

La operación del Pelamis se realiza conectando y desconectando los generadores de cada módulo en función de la potencia que pueda aportar el oleaje. Sin embargo, la maniobra de control de los generadores conlleva la entrada de una gran cantidad de intensidad para magnetizar cada generador de inducción, por tanto, el control tendrá que balancear muy bien la operación.

Se deberá compensar el factor de potencia del sistema de generación. Para los generadores de 125 kW se conectarán a ellos bancadas de condensadores de 40 kVAr. Para los generadores de dos velocidades, se conectarán a ellos bancadas de condensadores de 25 kVAr. Además, por cada módulo de potencia se conectará una bancada de condensadores de 12,5 kVAr.

El sistema eléctrico de Pelamis se protege mediante contactores fusibles enchufados al lado de alta tensión del transformador (6,6 kV). Además, se conecta un relé Areva Micom P341 que funciona junto a dicho fusible, que protege a la instalación de cortocircuitos y sobretensiones. El conjunto de conmutadores del transformador otorga además de protección a las altas y bajas tensiones, control sobre la frecuencia y rotación de la secuencia de fase mediante la acción de un controlador de sincronismo.

Para los generadores, las protecciones contra cortocircuitos y sobretensiones las proporcionan contactores Schneider NSX160L y Schneider NSX100L. Esta protección es, además de eléctrica, también térmica. Además, todos los motores están protegidos frente a una temperatura elevada en el devanado y en los cojinetes, frente a una velocidad demasiado alta, frente a potencia reactiva, fallos de comunicación y fallo en la secuencia de control.

El tipo de protección de la falta a tierra se garantiza gracias a un transformador de tipo toroide que es operado con un relé MIF11. Este relé está equipado con una alarma de temperatura y una alarma para avisar en el caso de disparo, y también dispone de un dispositivo de alivio de presión, los cuales disparan el contactor cuando cualquier motor está funcionando y falla. Cada motor presenta una pletina de tierra, la cual se conecta a una arqueta de conexiones. El sistema de distribución es un sistema

de tierras aislado (del tipo IT). Está monitorizado para detectar fugas. El esquema de la puesta a tierra es el siguiente:

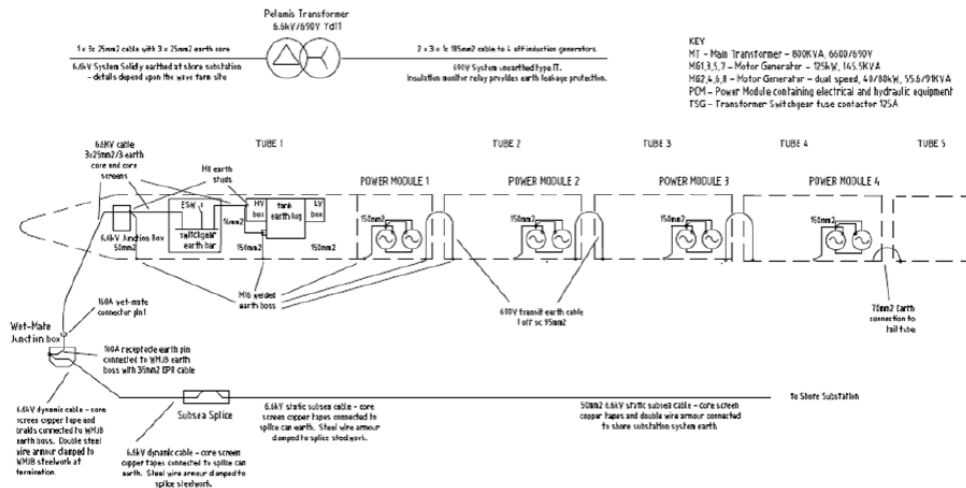


Ilustración 8: Sistema de puesta a tierra del pelamis. Estudio de Abengoa

Existe un sistema auxiliar a 24 V en corriente continua que se encarga del control y las comunicaciones. Hay un sistema de control en la punta del dispositivo y en cada uno de los módulos de potencia. Este circuito auxiliar se alimenta a través de cargadores que se encuentran conectados a un transformador auxiliar, que a su vez obtiene la energía del lado de alta tensión (6,6 kV). A su vez, los sistemas auxiliares conectados a cada módulo de potencia obtienen la energía de transformadores que cargan baterías de ácido, y un grupo alternador hidráulico, que carga las baterías con energía proveniente directamente de las olas.

Por último, el Pelamis se controla de forma remota desde la costa a través de un sistema SCADA, que comunica una CPU en la costa con sendas CPUs que se encuentran en el interior del dispositivo, en la punta y en los diferentes módulos de potencia.

Trabajo de Fin de Máster

Anexo 3: Cálculo de la sección de los conductores

Autor

Mario Martínez Ruiz de la Torre

Tutor: Pedro José Zorzano Santamaría

MÁSTER:

Máster en Ingeniería Industrial (852M)

Escuela de Máster y Doctorado



**UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA**

AÑO ACADÉMICO: 2018/2019

Índice

1.	Cálculo de la sección en el emplazamiento onshore	1
1.1.	Turbina-Convertidor AC/DC	2
1.2.	Convertidor AC/DC-Caja de empalmes	3
1.3.	Caja de empalmes-Convertidor DC/AC	4
1.4.	Convertidor DC/AC-Centro de transformación	4
1.5.	Centro de Transformación-Subestación eléctrica de Baiona	4
2.	Cálculo de la sección en el emplazamiento nearshore	4
2.1.	Seabased-Subestación submarina.....	6
2.2.	Subestación submarina-Caja de Interconexión.....	6
2.3.	Caja de Interconexión-Subestación eléctrica de Baiona	7
3.	Cálculo de la sección en el emplazamiento offshore	7
3.1.	Caja de interconexión-Subestación Baiona.....	8

Índice de tablas

Tabla 1: Secciones y caída de tensión en el tramo 1 emplazamiento onshore. Elaboración propia	2
Tabla 2: Secciones y caída de tensión en el tramo 2 emplazamiento onshore. Elaboración propia	3
Tabla 3: Secciones y caída de tensión en el tramo 3 emplazamiento onshore. Elaboración propia	4
Tabla 4: Secciones y caída de tensión en el tramo 4 emplazamiento onshore. Elaboración propia	4
Tabla 5: Secciones y caída de tensión en el tramo 5 emplazamiento onshore. Elaboración propia	4
Tabla 6: Secciones y caída de tensión en el tramo 1 emplazamiento nearshore. Elaboración propia	6
Tabla 7: Secciones y caída de tensión en el tramo 2 emplazamiento nearshore. Elaboración propia	6
Tabla 8: Secciones y caída de tensión en el tramo 3 emplazamiento nearshore. Elaboración propia	7
Tabla 10: Secciones y caída de tensión en el tramo 2 emplazamiento offshore. Elaboración propia	8

1. CÁLCULO DE LA SECCIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO ONSHORE

La instalación en el emplazamiento onshore está estructurado de la siguiente manera. La energía generada en cada una de las turbinas Wells es transportada hasta su correspondiente convertidor AC/DC, de aquí, a una caja de empalmes. En esta caja se unen seis turbinas Wells distintas, haciendo un total de 4 cajas donde se unen 6 turbinas. De cada una de las cajas parte un conductor que lleva la suma total de las 6 turbinas y las dirige hacia el conversor DC/AC. De aquí, cada una de las líneas llega hasta el CGBT del transformador, cada uno a su celda correspondiente. A la salida del transformador, la línea de media tensión que une la instalación con la subestación de Baiona, de Unión Fenosa.

Por tanto, se distinguen 5 tramos distintos, cada uno de los cuales presentará distinta sección.

Se calcula la sección mediante la intensidad máxima admisible y mediante la caída de tensión.

Primero, se calcula la intensidad que circula por un conductor trifásico como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

O bien:

$$I = \frac{P}{V}$$

para el caso de tramos en CC

No obstante, de acuerdo con la ITC-BT 40 del REBT, para el caso de instalaciones de generación de energía eléctrica, los cables deberán ser diseñados de manera que puedan soportar el 125% de la intensidad máxima. Por tanto:

$$I' = 1,25 \cdot I$$

Con esta intensidad mayorada, hay que acudir a tablas proporcionadas por fabricantes (se acudirá a cables especiales de General Cable para instalaciones eólicas Onshore y Offshore, pero sirven otros cables de otras marcas, siempre que cumplan).

Una vez se determina la sección, se comprueba la caída de tensión producida en cada tramo, teniendo en cuenta que la caída de tensión desde el último generador hasta el centro de transformación de salida no puede exceder del 1,5 %.

$$\Delta U = \frac{P}{U_{U1}} \cdot (R + X \cdot \tan \varphi)$$

En los tramos con corriente continua:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot \frac{P}{U_{U1}}$$

Se deberá repetir esto para los cinco tipos de secciones que se pueden presentar. En cada uno, el nivel de tensión, la potencia a transportar, el tipo de corriente y, por tanto, la sección, van a ser diferentes.

Se calculará la sección de la línea de media tensión que unirá el centro de transformación propio de la central y la subestación, pero no se calculará la cuestión mecánica subterránea de dicha línea.

1.1. Turbina-Convertidor AC/DC

*Tabla 1: Secciones y caída de tensión en el tramo 1 emplazamiento onshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm^2)	Imáx(A)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V
Turbina 1	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125
Turbina 2	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 3	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 4	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 5	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 6	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125
Turbina 7	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125
Turbina 8	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 9	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 10	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 11	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 12	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125
Turbina 13	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125

Turbina 14	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 15	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 16	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 17	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 18	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125
Turbina 19	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125
Turbina 20	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 21	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 22	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3	0,7331	0,1594
Turbina 23	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	3,5	0,85528	0,1859
Turbina 24	36	0,9	460	62,755464	10	67	2,435	0,13	4	0,97746	0,2125

1.2.Convertidor AC/DC-Caja de empalmes

*Tabla 2: Secciones y caída de tensión en el tramo 2 emplazamiento onshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm^2)	Imáx(A)	R(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V	%V acumulada
Conv 1	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031
Conv 2	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 3	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 4	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 5	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 6	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031
Conv 7	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031
Conv 8	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 9	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 10	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 11	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 12	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031
Conv 13	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031
Conv 14	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 15	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 16	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 17	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 18	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031
Conv 19	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031
Conv 20	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 21	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 22	36	1	750	60	10	67	1,91	0,7	0,16044	0,0214	0,180761023
Conv 23	36	1	750	60	10	67	1,91	0,8	0,18336	0,0244	0,210378527
Conv 24	36	1	750	60	10	67	1,91	1	0,2292	0,0306	0,243052031

1.3.Caja de empalmes-Convertidor DC/AC

*Tabla 3: Secciones y caída de tensión en el tramo 3 emplazamiento onshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm ²)	Imáx(A)	R(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V	%V acumulada
Grupo 1	216	1	750	360	120	391	0,161	4	0,46368	0,0618	0,304876031
Grupo 2	216	1	750	360	120	391	0,161	3	0,34776	0,0464	0,289420031
Grupo 3	216	1	750	360	120	391	0,161	3	0,34776	0,0464	0,289420031
Grupo 4	216	1	750	360	120	391	0,161	4	0,46368	0,0618	0,304876031

1.4.Convertidor DC/AC-Centro de transformación

*Tabla 4: Secciones y caída de tensión en el tramo 4 emplazamiento onshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm ²)	Imáx(A)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V	%V acum
Grupo 1	216	0,9	460	376,532784	150	386	0,197	0,096	14	2,00089	0,435	0,739852782
Grupo 2	216	0,9	460	376,532784	150	386	0,197	0,096	13	1,85797	0,4039	0,693327014
Grupo 3	216	0,9	460	376,532784	150	386	0,197	0,096	13	1,85797	0,4039	0,693327014
Grupo 4	216	0,9	460	376,532784	150	386	0,197	0,096	14	2,00089	0,435	0,739852782

1.5.Centro de Transformación-Subestación eléctrica de Baiona

*Tabla 5: Secciones y caída de tensión en el tramo 5 emplazamiento onshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm ²)	Imáx(A)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V	%V acum
Línea	864	0,9	10000	55,4256258	16	87	1,48	0,168	800	134,902	1,349	2,088873104

2. CÁLCULO DE LA SECCIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO NEARSHORE

La instalación en el emplazamiento nearshore está estructurado de la siguiente manera. La energía generada en cada uno de los dispositivos Seabased es conducida hasta una subestación submarina, en cuyo interior se realizan operaciones para la correcta adaptación de la corriente para presentarse estándares de calidad requeridos, y también la transformación de la tensión. Cada subestación conecta un total de 8 dispositivos. En grupos de 4 transformadores, se empalman los cables salientes del

transformador, haciendo un total de 3 cajas de interconexión. De allí, se dirigen tres líneas de media tensión hasta el Centro de Transformación de Baiona.

Por tanto, se distinguen 3 tramos distintos, cada uno de los cuales presentará distinta sección.

Se calcula la sección mediante la intensidad máxima admisible y mediante la caída de tensión.

Primero, se calcula la intensidad que circula por un conductor trifásico como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

O bien:

$$I = \frac{P}{V}$$

para el caso de tramos en CC

No obstante, de acuerdo con la ITC-BT 40 del REBT, para el caso de instalaciones de generación de energía eléctrica, los cables deberán ser diseñados de manera que puedan soportar el 125% de la intensidad máxima. Por tanto:

$$I' = 1,25 \cdot I$$

Con esta intensidad mayorada, hay que acudir a tablas proporcionadas por fabricantes (se acudirá a cables especiales de General Cable para instalaciones eólicas Onshore y Offshore, pero sirven otros cables de otras marcas, siempre que cumplan).

Una vez se determina la sección, se comprueba la caída de tensión producida en cada tramo, teniendo en cuenta que la caída de tensión desde el último generador hasta el centro de transformación de salida no puede exceder del 1,5 %.

$$\Delta U = \frac{P}{U_{U1}} \cdot (R + X \cdot \tan\varphi)$$

En los tramos con corriente continua:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot \frac{P}{U_{U1}}$$

Se deberá repetir esto para los tres tipos de secciones que se pueden presentar. En cada uno, el nivel de tensión, la potencia a transportar, el tipo de corriente y, por tanto, la sección, van a ser diferentes.

Se calculará la sección de la línea de media tensión que unirá el centro de transformación propio de la central y la subestación, pero no se calculará la cuestión mecánica subterránea de dicha línea.

2.1. Seabased-Subestación submarina

La longitud del cable entre un dispositivo Seabased y la subestación marina puede ser de dos valores diferentes, como se puede observar en la *Ilustración 5 del Anexo II*.

*Tabla 6: Secciones y caída de tensión en el tramo 1 emplazamiento nearshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm ²)	Imáx(A)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V
48 Mq-1	15	0,9	250	48,1125	16	91	1,48	0,122	20	2,30863	0,92345
48 Mq-2	15	0,9	250	48,1125	16	91	1,48	0,122	28,8	3,32443	1,32977

2.2. Subestación submarina-Caja de Interconexión

*Tabla 7: Secciones y caída de tensión en el tramo 2 emplazamiento nearshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm ²)	Imáx(A)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V	%V acum
Sub1	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	156	5,52202	0,08367	1,4134383
Sub2	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	156	5,52202	0,08367	1,4134383
Sub3	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	76	2,69021	0,04076	1,3705322
Sub4	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	156	5,52202	0,08367	1,4134383
Sub5	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	76	2,69021	0,04076	1,3705322
Sub6	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	76	2,69021	0,04076	1,3705322
Sub7	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	156	5,52202	0,08367	1,4134383
Sub8	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	156	5,52202	0,08367	1,4134383
Sub9	120	0,9	6600	14,5796	16	87	1,48	0,16	76	2,69021	0,04076	1,3705322

2.3.Caja de Interconexión-Subestación eléctrica de Baiona

*Tabla 8: Secciones y caída de tensión en el tramo 3 emplazamiento nearshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm^2)	Imáx(A)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V	%V acum
Línea 1	1440	0,9	6600	139,964	185	422	0,129	0,16	1400	78,8422	1,19458	2,6080175

3. CÁLCULO DE LA SECCIÓN EN EL EMPLAZAMIENTO OFFSHORE

La instalación en el emplazamiento offshore está estructurada de la siguiente manera. La energía generada en cada una de las máquinas Pelamis sale elevada a una tensión de 6,6 kV y es conducida hasta el anclaje sobre el lecho marino, y de ahí parten a través de dos líneas de media tensión que unen cada una de las máquinas con la Subestación de Baiona, de Unión Fenosa.

Por tanto, se distingue tan sólo un tramo, con su correspondiente sección.

Se calcula la sección mediante la intensidad máxima admisible y mediante la caída de tensión.

Primero, se calcula la intensidad que circula por un conductor trifásico como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

O bien:

$$I = \frac{P}{V}$$

para el caso de tramos en CC

No obstante, de acuerdo con la ITC-BT 40 del REBT, para el caso de instalaciones de generación de energía eléctrica, los cables deberán ser diseñados de manera que puedan soportar el 125% de la intensidad máxima. Por tanto:

$$I' = 1,25 \cdot I$$

Con esta intensidad mayorada, hay que acudir a tablas proporcionadas por fabricantes (se acudirá a cables especiales de General Cable para instalaciones eólicas Onshore y Offshore, pero sirven otros cables de otras marcas, siempre que cumplan).

Una vez se determina la sección, se comprueba la caída de tensión producida en cada tramo, teniendo en cuenta que la caída de tensión desde el último generador hasta el centro de transformación de salida no puede exceder del 1,5 %.

$$\Delta U = \frac{P}{U_{U1}} \cdot (R + X \cdot \tan\varphi)$$

En los tramos con corriente continua:

$$\Delta U = 2 \cdot R \cdot \frac{P}{U_{U1}}$$

Se calculará la sección de la línea de media tensión que unirá el centro de transformación propio de la central y la subestación, pero no se calculará la cuestión mecánica subterránea de dicha línea.

3.1.Caja de interconexión-Subestación Baiona

*Tabla 9: Secciones y caída de tensión en el tramo 2 emplazamiento offshore.
Elaboración propia*

	P(kW)	fdp	Tensión (V)	I(A)	S(mm^2)	Imáx(A)	R(Ω/km)	X(Ω/km)	L(m)	ΔU (V)	%V
Líneav1	750	0,95	6600	86,326	240	286	0,092	0,472	8980	315,243	4,776402
Línea 2	750	0,95	6600	86,326	240	286	0,092	0,472	8980	315,243	4,776402

Trabajo de Fin de Máster

**Anexo 4:
Presupuesto y análisis de
viabilidad económica**

Autor

Mario Martínez Ruiz de la Torre

Tutor: Pedro José Zorzano Santamaría

MÁSTER:

Máster en Ingeniería Industrial (852M)

Escuela de Máster y Doctorado



**UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA**

AÑO ACADÉMICO: 2018/2019

Índice

1.	PRESUPUESTO	1
1.1.	Presupuesto de la central onshore	1
1.2.	Presupuesto de la central nearshore	3
1.3.	Presupuesto de la central offshore	4
2.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	4
2.1.	Rentabilidad de la central Onshore.....	12
2.1.1.	Con retribución específica.....	12
2.1.2.	Sin retribución específica	13
2.2.	Rentabilidad de la central nearshore	14
2.2.1.	Con retribución específica.....	15
2.2.2.	Sin retribución específica	16
2.3.	Rentabilidad de la central offshore.....	18
2.3.1.	Con retribución específica.....	18
2.3.2.	Sin retribución específica	20
3.	ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.....	21

Índice de tablas

Tabla 1:	Presupuesto de la central nnshore.....	1
Tabla 2:	Presupuesto de la central nearshore	3
Tabla 3:	Presupuesto de la central offshore	4
Tabla 4:	Parámetros retributivos específicos de una central undimotriz. Orden ETU/315/2017	7
Tabla 5:	Límites para la estimación del precio de mercado. Orden ETU/315/2017	8
Tabla 6:	VAN de la central onshore con retribución específica	13
Tabla 7:	Ingresos económicos de la central onshore	13
Tabla 8:	VAN de la central onshore sin retribución específica.....	14
Tabla 9:	VAN de la central nearshore con retribución específica	16
Tabla 10:	Ingresos económicos de la central nearshore	16
Tabla 11:	VAN de la central nearshore sin retribución específica	17
Tabla 12:	VAN de la central offshore con retribución específica	19
Tabla 13:	Ingresos económicos de la central offshore.....	20
Tabla 14:	VAN de la central offshore sin retribución específica	20

1. PRESUPUESTO

1.1.Presupuesto de la central onshore

Tabla 1: Presupuesto de la central onshore

CAPÍTULO 1: TRABAJOS PREVIOS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
1.01	1		Trabajos previos de adaptación del entorno	2380,00	2380,00
1.02	1		Preparación del dique de contención	68000,00	68000,00

CAPÍTULO 2: OBRA CIVIL					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
2.01	96	Ud	Pieza prefabricada para montaje estructura tipo 1	670,59	64376,64
2.02	264	Ud	Pieza prefabricada para montaje estructura tipo 2	521,32	137628,48
2.03	45	Ud	Pieza prefabricada para montaje estructura tipo 3	457,39	20582,55
2.04	920	m3	Hormigón en masa para zapata	29,65	27278,00
2.05	1300	m3	Hormigón losa de base	53,68	69784,0
2.06	90	m3	Hormigón estructura	34,67	3120,30
2.07	5250	m3	Relleno de las cámaras	7,02	36855,00
2.08	380	Ud	Barras corrugadas de acero de 20mm de diámetro	0,70	266,87
2.09	400	m	Juntas	2,12	848,00
2.10	300	m2	Malla de doble diámetro 5	241,56	72468,00

CAPÍTULO 3: PROTECCIÓN DE LA CÁMARA					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
3.01	24	Ud	Compuerta de 3,1x3,2 m	774,00	18576,00
3.02	24	Ud	Válvula de mariposa	1253,30	30079,20
3.03	24	Ud	Sistema óleo hidráulico	263,52	6324,65

CAPÍTULO 4: TURBINAS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
4.01	24	Ud	Turbogenerador Wells de 36 kW de potencia. Turbina Wells, generador DFIG y regulación	45698,78	1096770,72
4.02	1		Sistema auxiliar	5395,51	5395,51

CAPÍTULO 5: SUBESTACIÓN BAJA/ALTA TENSIÓN					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
5.01	1	Ud	Caseta prefabricada	6000,42	6000,42
5.02	1	Ud	Transformador seco encapsulado	25634,00	25634,00
5.03	7	Ud	Celda de interruptor de potencia baja tensión	1716,73	12017,09

5.04	1	Ud	Celda de tipo seccionador de baja tensión	2270,93	2270,93
5.05	1	Ud	Celda de medida en alta tensión	5185,67	5185,67
5.06	1	Ud	Celda alta tensión	6775,23	6775,23
5.07	1	Ud	Celda alta tensión de seccionador	5819,37	5819,37
5.08	2	Ud	Rele	1527,07	3054,14
5.09	1	Ud	Unidad de disparo	1338,24	1338,24

CAPÍTULO 6: LÍNEAS

Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
6.01	350	m	RV-k 0,6/1 kV 3x10+TT 10 mm ²	24,58	9586,20
6.02	20	m	RV-k 0,6/1 kV 3G120 mm ²	85,74	1714,80
6.03	60	m	RFOU 0,6/1 kV 3x150+TT 70 mm ²	145,25	12346,25
6.04	850	m	RFOU 7,5/15 kV 3x16+TT 16 mm ²	27,58	24822,00
6.05	314	m	Tubo de PVC de 50 mm	3,65	1146,10
6.06	52	m	Tubo de PVC de 100 mm	7,25	377,00
6.07	800	m	Tubo de PVC de 160 mm	9,29	7432,00
6.08	1800	m3	Excavación de zanja	24,00	43200,00

CAPÍTULO 7: ESTUDIOS

Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
7.01	1	Ud	Estudio de impacto Ambiental	8000,00	8000,00
7.02	1	Ud	Estudio de seguridad y salud	8000,00	8000,00

Total (P.E.M)	1845453,38
+ 6% beneficio industrial+13 % gastos generales	2196089,52
+21% I.V.A	2657268,32

1.2.Presupuesto de la central nearshore

Tabla 2: Presupuesto de la central nearshore

CAPÍTULO 1: TRABAJOS PREVIOS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
1.01	1		Trabajos previos de adaptación del entorno	5057,50	5057,50

CAPÍTULO 2: GENERADORES					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
2.01	96	Ud	Seabased AB	15449,54	1483155,84
2.02	1	Ud	Caja de interconexión submarina	8801,56	8801,56
2.03	382	h	Alquiler barco de colocación	502,86	192092,52

CAPÍTULO 3: SUBESTACIÓN SUBMARINA					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
3.01	12	Ud	Transformador submarino	30465,80	365589,60
3.02	48	h	Alquiler barco para colocación	591,60	28396,80

CAPÍTULO 4: LÍNEAS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
4.01	3750	m	RFOU 6/10 kV 3x16+TT 16 mm2	30,23	113379,38
4.02	1400	m	RFOU 6/10 kV 3x185+TT 95 mm2	143,22	200509,64
4.03	366	m	Tubo de PVC de 100 mm	1,61	589,69
4.04	800	m	Tubo de PVC de 160 mm	2,53	2023,00
4.05	1750	m3	Excavación de zanja	24,00	42000,00
4.06	428	h	Alquiler barco de colocación de cable submarino	591,60	253204,80

CAPÍTULO 5: DOCUMENTOS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
5.01	1	Ud	Estudio de impacto ambiental	5950,00	5950,00
5.02	1	Ud	Estudio de seguridad y salud	5950,00	5950,00

Total (P.E.M)	2706700,33
+ 6% beneficio industrial+13% gastos generales	3220973,39
+21% I.V.A	3897377,81

1.3.Presupuesto de la central offshore

Tabla 3: Presupuesto de la central offshore

CAPÍTULO 5: DOCUMENTOS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
1.01	1		Trabajos previos de adaptación del entorno	2550,00	2550,00

CAPÍTULO 2: GENERADORES					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
2.01	2	Ud	Pelamis	1487500,00	2975000,00
2.02	4	Ud	Amarre de fondo	4950,40	19801,60
2.03	8	h	Alquiler barco de colocación	502,86	4022,88

CAPÍTULO 3: LÍNEAS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
3.01	17970	m	RFOU 6/10 kV 3x240+TT 120 mm2	109,56	1968793,20
3.02	270	m	Tubo de PVC de 50 mm	1,26	341,38
3.03	8100	m	Tubo de PVC de 100 mm	1,61	13050,52
3.04	1750	m3	Excavación de zanja	29,12	50954,31
3.05	216	h	Alquiler barco de colocación de cable submarino	502,86	108617,76

CAPÍTULO 4: DOCUMENTOS					
Código	Cantidad	Unidad	Descripción	Precio Unitario (€/ud)	Precio total(€)
4.01	1	Ud	Estudio de impacto ambiental	5950,00	5950,00
4.02	1	Ud	Estudio de seguridad y salud	5950,00	5950,00

Total (P.E.M)	5155031,65
+ 6% beneficio industrial+13% gastos generales	5979836,72
+21% I.V.A	7056207,32

2. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez determinada la energía que es capaz de ser generada en las las distintas centrales undimotrices, y el presupuesto que costará llevarlas a cabo, se podrá estimar la viabilidad económica de cada una de las plantas.

La retribución de la energía eléctrica generada por las centrales cuya energía es de origen renovable tienen regulada la actividad de producción en base al Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y también en el Real Decreto 413/2014, de 6

de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Es en este último decreto donde se establecen las condiciones que deben cumplir las centrales para poder acceder a la retribución específica.

Para acceder a recibir la retribución específica, es necesario presentarse a un proceso de concurrencia competitiva en el que se subasta derecho a instalar potencia de energía renovable.

Según indica el citado RD 413/2014, de acuerdo con este nuevo marco, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerará para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. Se establecerán un conjunto de parámetros retributivos que se aprobarán, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, para cada una de las distintas instalaciones tipo que se determinen, pudiendo segmentarse las instalaciones en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.

Según el citado RD 413/2014, las plantas undimotrices se encuentran incluidas dentro del grupo b.3, junto con las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la mareomotriz, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

La metodología para el cálculo de la retribución específica viene explicada en el RD 413/2014. Así mismo, los parámetros retributivos vienen especificados en diversas órdenes ministeriales como la IET/1045/2014 o la IET/1344/2015.

Para empezar, se debe calcular la cantidad de horas equivalentes de funcionamiento anuales. Para cada tipo de instalación, se establece un umbral de funcionamiento en horas y una cantidad de horas mínimas equivalentes de funcionamiento anuales.

Si la cantidad de horas equivalentes de funcionamiento anuales está por debajo del umbral de funcionamiento, la central no podrá percibir la retribución específica. Si las horas equivalentes de funcionamiento anuales están por encima del número de horas mínimas equivalentes de funcionamiento anuales podrán percibir el total de la retribución específica. Si las horas equivalentes de funcionamiento anuales están entre el umbral de funcionamiento y el mínimo de horas equivalentes de funcionamiento anuales, se aplicará a la retribución específica un factor de corrección, obteniéndose como:

$$d = \frac{N_{hinst} - U_f}{N_{hmin} - U_f}$$

Siendo:

- N_{hinst} : número de horas equivalentes de funcionamiento anuales (h).
- N_{hmin} : número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anuales (h).
- U_f : umbral de funcionamiento (h).

Para el cálculo de la retribución de las centrales en estudio hay que acudir a la Orden ETU/315/2017. Ha sido en esta orden la primera donde se incluye la instalación tipo de referencia. Bajo el epígrafe ITR-0105 se engloban energías renovables como la mareomotriz o la undimotriz. Los parámetros retributivos de una central undimotriz son:

Tabla 4: Parámetros retributivos específicos de una central undimotriz. Orden ETU/315/2017

Código identificación instalación tipo de referencia	Año autorización explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar inversión inicial (€/MW)	Nº horas equiv. Funcionamiento anual (h)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	Nº horas equiv. funcionamiento mínimo anual (N_{hmin})(h)	Umbral funcionamiento (Uf) (h)	R_{invITR} 2017-2019 (€/MW)	Sobrecoste unitario máximo instalación tipo
ITR-0105	2017	25	1.200.000	5.000	39,55	5.000	0	148.875	29,78
	2018	25	1.200.000	5.000	39,79	5.000	0	147.975	29,53
	2019	25	1.200.000	5.000	40,12	5.000	0	145.655	29,13

La retribución a la inversión se calcula, de acuerdo a la Orden ETU/315/2017 como

$$Rinv_{IT_j,a} = Rinv_{ITR_j,a} - m_{ITR_j,a} \cdot Red_{ITR_j}$$

siendo:

- $Rinv_{ITR_j,a}$: Retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia «j» correspondiente al año de autorización de explotación definitiva «a», expresada en €/MW.
- $Rinv_{IT_j,a}$: Retribución a la inversión de la instalación tipo con año de autorización de explotación definitiva «a», asociada a la instalación tipo de referencia «j», expresada en €/MW.
- Red_{ITR_j} : Porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia «j», expresado en tanto por 1.
- $m_{ITR_j,a}$: Coeficiente aplicable para calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo asociada a la instalación tipo de referencia «j» con año de autorización de explotación definitiva «a».

El coeficiente $m_{ITR_j,a}$ es dado en la citada Orden ETU/315/2017 y es igual a 192.977.

El porcentaje Red_{ITR_j} es el factor principal objeto de la subasta de asignación de la retribución específica. Cada empresa que oferta la potencia a instalar de energía renovable oferta también el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia. El valor de retribución a la inversión en ningún caso podrá ser negativo, y, de serlo, el valor de retribución a la inversión valdrá 0. El último valor legal que el OMIE permitió como porcentaje fue del 51%.

La retribución a la operación R_0 se calcula multiplicando un valor específico para cada central tipo dado en diferentes Órdenes Ministeriales por la energía producida. Para las instalaciones englobadas bajo el epígrafe ITR-0105 (IT-04019, IT-04020 e IT-04021) la norma no contempla retribución a la operación, por tanto se supone un valor de 0.

Para estimar la retribución que la central percibe por la venta de energía eléctrica, la normativa del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital ofrece los siguientes precios estimativos.

Tabla 5: Límites para la estimación del precio de mercado. Orden ETU/315/2017

	2017	2018	2019	2020/adelante
Precio estimado mercado	42,84	41,54	41,87	52
LS2 (€/MWh)	49,81	48,3	48,68	60
LS1 (€/MWh)	46,33	44,92	45,28	56
LI1 (€/MWh)	39,35	38,16	38,46	48
LI2 (€/MWh)	35,87	34,78	35,06	44

El precio de la electricidad de cada año se estima con el valor dado en la tabla superior por la energía producida en un año. El valor con el que se calcula la energía es un precio estimativo de mercado dado por el ministerio. Una vez se conoce el precio medio de la electricidad por año (que publica el OMIE como tarde el 30 de enero del año siguiente), se debe evaluar el precio el que se ha estimado y el precio real, y corregirlo en función de los valores límites que aparecen en el apartado anterior, de acuerdo a:

- En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario haya sido superior a LS2:

$$V_{ajdm_{i,j}} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1 - LS2) + Nh_{i,j} \cdot (LS2 - Pm_{i,j})$$

- En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario se haya situado entre LS1 y LS2:

$$V_{ajdm_{i,j}} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS2 - Pm_{i,j})$$

- En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya resultado mayor que LI1 y menor que LS1:

$$V_{ajdm_{i,j}} = 0$$

- En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» se haya situado entre $LI1$ y $LI2$:

$$V_{ajdm_{i,j}} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1 - Pm_{i,j})$$

- En el caso de que el precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» haya sido inferior a $LI2$:

$$V_{ajdm_{i,j}} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1 - LI2) + Nh_{i,j} \cdot (LI2 - Pm_{i,j})$$

Siendo:

- $V_{ajdm_{i,j}}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en €/MW.
- $Nh_{i,j}$: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de dicha instalación tipo para el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en horas.
- $Pm_{i,j}$: Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en €/MWh.

Hay que tener en cuenta que los parámetros retributivos se revisan cada periodo o, en algunas situaciones, cada semiperiodo, exceptuando la vida útil. Esto quiere decir que unos mismos parámetros en un semiperiodo o en otro adquieren valores distintos. También hay que tener en cuenta que el 2019 es fin de periodo y, por tanto, se está a la espera de que en este año se aprueben nuevos valores para los parámetros retributivos. Otro factor que considerar es que para el cálculo acertado de la cantidad de ingresos percibidos por la central hay que estimar el precio futuro de la electricidad. Por último, también hay que estimar la cantidad de energía producida por la central, ya que depende de la altura significativa y del periodo de pico, variables fluctuantes.

- El valor de la energía de las olas obtenidas es un valor medio a través de una serie histórica que, dependiendo de boyas, alcanza los 60 años. Se tomará como valor constante en todos los años. En consecuencia, se estima que la energía generada es la misma todos los años.

- Se considerará el precio de la energía como el estimado para el año 2019 que aparece en la tabla 5.

Una vez que se tenga lo que percibe la central cada año, se va a calcular la hipotética rentabilidad de la central en la vida útil que establece la orden ministerial.

Para determinar la rentabilidad de la central, una vez determinados los ingresos por año, se va a emplear el método del Valor Actual Neto o VAN, que consiste en actualizar los flujos de caja de una inversión para determinar cuánto se va a ganar o perder y en cuanto tiempo se va a amortizar la inversión.

La fórmula que define el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

- VAN valor actual neto (€).
- I_0 inversión inicial (€).
- F_t representa los flujos de caja (€) en un periodo t (años).
- k tipo de interés (tanto por uno).
- t periodo en años.

El VAN es un método eficaz para determinar en qué año la instalación será rentable, o lo que es lo mismo, cuando se amortizará la inversión. No obstante, a las limitaciones de cálculo de la cantidad real de energía eléctrica y su precio, hay que suponer también el tipo de interés, supuesto en el 2%.

En la realidad es muy difícil que instalaciones como las estudiadas, por su coste, su bajo rendimiento, limitaciones técnicas, estado de maduración de la tecnología, etc., amorticen su inversión antes de su vida útil. Además, en caso de intentar concurrir competitivamente frente a otras tecnologías en la subasta pública, difícilmente podrían ganar la subasta a la eólica y a la solar, en base a las subastas ya realizadas y a las diferencias de eficiencia con esas tecnologías.

Por tanto, se calculará el supuesto caso de que no se ganara la subasta y que tendrían que vender directamente sin retribución específica.

En este caso, la energía se calcula por meses, con la misma suposición que para el caso de retribución específica, la energía por meses es constante de año en año, el precio de la electricidad cada mes es constante y tasa de interés constante. Se fijan los precios del año 2018 para el cálculo estimativo.

Los precios en el mercado mayorista (OMIE) en el año 2018 son:

- Enero 49,98 €/MWh.
- Febrero 54,88 €/MWh.
- Marzo 40,18 €/MWh.
- Abril 42,67 €/MWh.
- Mayo 54,92 €/MWh.
- Junio 58,46 €/MWh.
- Julio 61,88 €/MWh.
- Agosto 64,33 €/MWh.
- Septiembre 71,27 €/MWh.
- Octubre 65,08 €/MWh.
- Noviembre 61,97 €/MWh.
- Diciembre 61,81 €/MWh.

El ingreso total de la central será multiplicar este precio de venta por el total de la energía eléctrica producida en cada central (obtenido en el Anexo I).

En el momento de cálculo de esta retribución, el Gobierno de España ha suspendido el impuesto del 7% a la generación eléctrica. Este valor no será aplicado en los cálculos siguientes.

2.1. Rentabilidad de la central Onshore

2.1.1. Con retribución específica

El número de horas equivalentes es igual a:

$$N_{hist} = \frac{E_{generada}}{P_{inst}} = 2174,887 \text{ h}$$

Puesto que el número de horas equivalentes es inferior al número de horas mínimo equivalente, habrá que aplicar factor de corrección.

$$d = \frac{2174,887 - 0}{5000 - 0} = 0,435$$

El valor de la retribución a la inversión:

$$Rinv_{IT,j,a} = 145655 - 0,6 \cdot 192977 = 29849,8 \text{ €/MW}$$

Que multiplicado por la potencia de la central:

$$Rinv_{IT} = 29849,8 \cdot 0,864 = 25790,23 \text{ €}$$

Aplicándole el factor corrector:

$$R = 25790,23 \cdot 0,435 = 11218,166 \text{ €}$$

La retribución por la energía vendida al mercado se calcula como la energía multiplicada por el valor estimado. Surgen dos valores distintos. Un valor para el año 2019 y el resto para los años posteriores.

$$R_{mercado_{2019}} = 1879,10232 \cdot 41,87 = 78678,01414 \text{ €}$$

$$R_{mercado_{2020-adelante}} = 1879,10232 \cdot 52 = 97713,3206 \text{ €}$$

Por tanto, la retribución total que recibe la central también tiene dos valores diferenciados, en ambos calculándose, calculándose como la suma de la retribución a la inversión y la retribución por la energía vendida al mercado.

$$R_{total_{2019}} = 78678,01414 + 11218,166 = 89896,17982 \text{ €}$$

$$R_{total_{2020-adelante}} = 97713,3206 + 11218,166 = 108931,486$$

Ya se pueden introducir en la fórmula del VAN para determinar su rentabilidad a 25 años.

Tabla 6: VAN de la central onshore con retribución específica

€		
<i>inversión</i>		-2657268,32
<i>Año</i>	1	-2569134,81
<i>Año</i>	2	-2464433,27
<i>Año</i>	3	-2361784,69
<i>Año</i>	4	-2261148,84
<i>Año</i>	5	-2162486,24
<i>Año</i>	6	-2065758,19
<i>Año</i>	7	-1970926,78
<i>Año</i>	8	-1877954,81
<i>Año</i>	9	-1786805,81
<i>Año</i>	10	-1697444,05
<i>Año</i>	11	-1609834,48
<i>Año</i>	12	-1523942,75
<i>Año</i>	13	-1439735,17
<i>Año</i>	14	-1357178,72
<i>Año</i>	15	-1276241,02
<i>Año</i>	16	-1196890,33
<i>Año</i>	17	-1119095,54
<i>Año</i>	18	-1042826,14
<i>Año</i>	19	-968052,219
<i>Año</i>	20	-894744,452
<i>Año</i>	21	-822874,092
<i>Año</i>	22	-752412,954
<i>Año</i>	23	-683333,408
<i>Año</i>	24	-615608,362
<i>Año</i>	25	-549211,259

Queda lejos de ser rentable.

2.1.2. Sin retribución específica

Los ingresos económicos de la central onshore son:

Tabla 7: Ingresos económicos de la central onshore

	onshore	€/MWh	€/kWh	€/ud onshore	€ onshore
<i>Enero</i>	12375,746	49,98	0,04998	618,5397851	14844,9548
<i>Febrero</i>	11135,064	54,88	0,05488	611,0923123	14666,2155
<i>Marzo</i>	8577,919	40,18	0,04018	344,6607854	8271,85885
<i>Abril</i>	6338,85	42,67	0,04267	270,4787295	6491,48951
<i>Mayo</i>	3424,462	54,92	0,05492	188,071453	4513,71487
<i>Junio</i>	2371,498	58,46	0,05846	138,6377731	3327,30655
<i>Julio</i>	1990,561	61,88	0,06188	123,1759147	2956,22195

Agosto	2228,371	64,33	0,06433	143,3511064	3440,42655
Septiembre	4057,001	71,27	0,07127	289,1424613	6939,41907
Octubre	6287,153	65,08	0,06508	409,1679172	9820,03001
Noviembre	7882,401	61,97	0,06197	488,47239	11723,3374
Diciembre	11626,82	61,81	0,06181	718,6537442	17247,6899

TOTAL(€) 4343,444372 104242,6649

El cálculo del VAN de la central onshore:

Tabla 8: VAN de la central onshore sin retribución específica

€		
<i>inversión</i>		-2657268,32
Año	1	-2555069,63
Año	2	-2454874,83
Año	3	-2356644,64
Año	4	-2260340,53
Año	5	-2165924,74
Año	6	-2073360,24
Año	7	-1982610,72
Año	8	-1893640,61
Año	9	-1806415,01
Año	10	-1720899,72
Año	11	-1637061,2
Año	12	-1554866,57
Año	13	-1474283,6
Año	14	-1395280,69
Año	15	-1317826,85
Año	16	-1241891,72
Año	17	-1167445,51
Año	18	-1094459,03
Año	19	-1022903,66
Año	20	-952751,332
Año	21	-883974,543
Año	22	-816546,318
Año	23	-750440,215
Año	24	-685630,31
Año	25	-622091,188

Queda lejos para ser rentable.

2.2. Rentabilidad de la central nearshore

2.2.1. Con retribución específica

El número de horas equivalentes es igual a:

$$N_{hinst} = \frac{E_{generada}}{P_{inst}} = 2592,4525 \text{ h}$$

Puesto que el número de horas equivalentes es inferior al número de horas mínimo equivalente, habrá que aplicar factor de corrección.

$$d = \frac{2592,4525 - 0}{5000 - 0} = 0,5185$$

El valor de la retribución a la inversión:

$$R_{inv_{IT,j,a}} = 145655 - 0,6 \cdot 192977 = 29849,8 \text{ €/MW}$$

Que multiplicado por la potencia de la central:

$$R_{inv_{IT}} = 29849,8 \cdot 1,44 = 42986,712 \text{ €}$$

Aplicándole el factor corrector:

$$R = 42986,712 \cdot 0,5185 = 22286,64 \text{ €}$$

La retribución por la energía vendida al mercado se calcula como la energía multiplicada por el valor estimado. Surgen dos valores distintos. Un valor para el año 2019 y el resto para los años posteriores.

$$R_{mercado_{2019}} = 3733,132 \cdot 41,87 = 156306,22 \text{ €}$$

$$R_{mercado_{2020-adelante}} = 3733,132 \cdot 52 = 194122,843 \text{ €}$$

Por tanto, la retribución total que recibe la central también tiene dos valores diferenciados, en ambos calculándose, calculándose como la suma de la retribución a la inversión y la retribución por la energía vendida al mercado.

$$R_{total_{2019}} = 156306,22 + 22286,64 = 178592,867 \text{ €}$$

$$R_{total_{2020-adelante}} = 194122,844 + 22286,64 = 216409,49 \text{ €}$$

Ya se pueden introducir en la fórmula del VAN para determinar su rentabilidad a 25 años.

El cálculo del VAN de la central nearshore:

Tabla 9: VAN de la central nearshore con retribución específica

		€
<i>inversión</i>		-3897377,81
<i>Año</i>	1	-3722286,76
<i>Año</i>	2	-3514280,71
<i>Año</i>	3	-3310353,22
<i>Año</i>	4	-3110424,3
<i>Año</i>	5	-2914415,56
<i>Año</i>	6	-2722250,12
<i>Año</i>	7	-2533852,64
<i>Año</i>	8	-2349149,22
<i>Año</i>	9	-2168067,44
<i>Año</i>	10	-1990536,29
<i>Año</i>	11	-1816486,13
<i>Año</i>	12	-1645848,73
<i>Año</i>	13	-1478557,15
<i>Año</i>	14	-1314545,8
<i>Año</i>	15	-1153750,36
<i>Año</i>	16	-996107,778
<i>Año</i>	17	-841556,222
<i>Año</i>	18	-690035,089
<i>Año</i>	19	-541484,958
<i>Año</i>	20	-395847,575
<i>Año</i>	21	-253065,827
<i>Año</i>	22	-113083,721
<i>Año</i>	23	24153,6377
<i>Año</i>	24	158700,068
<i>Año</i>	25	290608,333

Se recupera la inversión en el vigésimo tercer año.

2.2.2. Sin retribución específica

Los ingresos económicos de la central nearshore son:

Tabla 10: Ingresos económicos de la central nearshore

	nearshore	€/MWh	€/kWh	€/ud nearshore	€ nearshore
<i>Enero</i>	5963,69	49,98	0,04998	298,065226	28614,2617
<i>Febrero</i>	5228,306	54,88	0,05488	286,929433	27545,2256
<i>Marzo</i>	4089,22	40,18	0,04018	164,30486	15773,2665
<i>Abril</i>	2423,76	42,67	0,04267	103,421839	9928,49656
<i>Mayo</i>	1841,81	54,92	0,05492	101,152205	9710,6117

<i>Junio</i>	1048,58	58,46	0,05846	61,2999868	5884,79873
<i>Julio</i>	974,36	61,88	0,06188	60,2933968	5788,16609
<i>Agosto</i>	1209,97	64,33	0,06433	77,8373701	7472,38753
<i>Septiembre</i>	2597,47	71,27	0,07127	185,121687	17771,6819
<i>Octubre</i>	3858,53	65,08	0,06508	251,113132	24106,8607
<i>Noviembre</i>	4561,3	61,97	0,06197	282,663761	27135,7211
<i>Diciembre</i>	5090,032	61,81	0,06181	314,614878	30203,0283

TOTAL(€) 2186,81778 209934,506

El cálculo del VAN de la central nearshore:

Tabla 11: VAN de la central nearshore sin retribución específica

€		
<i>inversión</i>		-3897377,81
<i>Año</i>	1	-3691559,66
<i>Año</i>	2	-3489777,17
<i>Año</i>	3	-3291951,19
<i>Año</i>	4	-3098004,16
<i>Año</i>	5	-2907860,01
<i>Año</i>	6	-2721444,18
<i>Año</i>	7	-2538683,55
<i>Año</i>	8	-2364446,62
<i>Año</i>	9	-2188782,81
<i>Año</i>	10	-2016563,4
<i>Año</i>	11	-1847720,84
<i>Año</i>	12	-1682188,91
<i>Año</i>	13	-1519902,71
<i>Año</i>	14	-1360798,59
<i>Año</i>	15	-1204814,16
<i>Año</i>	16	-1056104,61
<i>Año</i>	17	-906177,246
<i>Año</i>	18	-759189,633
<i>Año</i>	19	-615084,131
<i>Año</i>	20	-473804,226
<i>Año</i>	21	-335294,515
<i>Año</i>	22	-199500,682
<i>Año</i>	23	-66369,472
<i>Año</i>	24	64151,3217
<i>Año</i>	25	192112,884

El periodo de retorno para rentabilizar la central es de 24 años.

2.3. Rentabilidad de la central offshore

2.3.1. Con retribución específica

El número de horas equivalentes es igual a:

$$N_{inst} = \frac{E_{generada}}{P_{inst}} = 1603,204 \text{ h}$$

Puesto que el número de horas equivalentes es inferior al número de horas mínimo equivalente, habrá que aplicar factor de corrección.

$$d = \frac{1603,204 - 0}{5000 - 0} = 0,3206$$

El valor de la retribución a la inversión:

$$R_{inv_{IT,j,a}} = 145655 - 0,6 \cdot 192977 = 29849,8 \text{ €/MW}$$

Que multiplicado por la potencia de la central:

$$R_{inv_{IT}} = 29849,8 \cdot 1,5 = 44744,7 \text{ €}$$

Aplicándole el factor corrector:

$$R = 44744,7 \cdot 0,3206 = 14356,595 \text{ €}$$

La retribución por la energía vendida al mercado se calcula como la energía multiplicada por el valor estimado. Surgen dos valores distintos. Un valor para el año 2019 y el resto para los años posteriores.

$$R_{mercado_{2019}} = 2404,805 \cdot 41,87 = 100689,22 \text{ €}$$

$$R_{mercado_{2020-adelante}} = 2404,805 \cdot 52 = 125049,906 \text{ €}$$

Por tanto, la retribución total que recibe la central también tiene dos valores diferenciados, en ambos calculándose, calculándose como la suma de la retribución a la inversión y la retribución por la energía vendida al mercado.

$$R_{total_{2019}} = 100689,22 + 14356,595 = 115045,82 \text{ €}$$

$$R_{total_{2020-adelante}} = 125049,906 + 14356,595 = 139406,501 \text{ €}$$

Ya se pueden introducir en la fórmula del VAN para determinar su rentabilidad a 25 años.

El cálculo del VAN de la central offshore:

Tabla 12: VAN de la central offshore con retribución específica

€		
<i>inversión</i>		-7056207,32
<i>Año</i>	1	-6889238,99
<i>Año</i>	2	-6755245,82
<i>Año</i>	3	-6623879,96
<i>Año</i>	4	-6495089,9
<i>Año</i>	5	-6368825,13
<i>Año</i>	6	-6245036,15
<i>Año</i>	7	-6123674,4
<i>Año</i>	8	-6004692,3
<i>Año</i>	9	-5888043,17
<i>Año</i>	10	-5773681,29
<i>Año</i>	11	-5661561,79
<i>Año</i>	12	-5551640,72
<i>Año</i>	13	-5443874,96
<i>Año</i>	14	-5338222,25
<i>Año</i>	15	-5234641,17
<i>Año</i>	16	-5133091,09
<i>Año</i>	17	-5033532,18
<i>Año</i>	18	-4935925,41
<i>Año</i>	19	-4840232,5
<i>Año</i>	20	-4746415,92
<i>Año</i>	21	-4654438,89
<i>Año</i>	22	-4564265,32
<i>Año</i>	23	-4475859,86
<i>Año</i>	24	-4389187,84
<i>Año</i>	25	-4304215,28

Queda lejos de ser rentable.

2.3.2. Sin retribución específica

Los ingresos económicos de la central offshore son:

Tabla 13: Ingresos económicos de la central offshore

	offshore	€/MWh	€/kWh	€/ud offshore	€ offshore
Enero	166349,2	49,98	0,04998	8314,133	16628,266
Febrero	145829,787	54,88	0,05488	8003,1387	16006,2774
Marzo	113473,41	40,18	0,04018	4559,3616	9118,72323
Abril	67528,002	42,67	0,04267	2881,4198	5762,83969
Mayo	51109,035	54,92	0,05492	2806,9082	5613,8164
Junio	43823,99	58,46	0,05846	2561,9505	5123,90091
Julio	40722,05	61,88	0,06188	2519,8805	5039,76091
Agosto	50568,92	64,33	0,06433	3253,0986	6506,19725
Septiembre	89893,59	71,27	0,07127	6406,7162	12813,4323
Octubre	133536,805	65,08	0,06508	8690,5753	17381,1505
Noviembre	157858,432	61,97	0,06197	9782,487	19564,9741
Diciembre	141979,709	61,81	0,06181	8775,7658	17551,5316
		TOTAL(€)	68555,435	137110,87	

El cálculo del VAN de la central offshore:

Tabla 14: VAN de la central offshore sin retribución específica

€		
inversión		-7056207,32
Año	1	-6867606,59
Año	2	-6735819,9
Año	3	-6606617,26
Año	4	-6479948,01
Año	5	-6355762,47
Año	6	-6234011,94
Año	7	-6114648,68
Año	8	-6001927,26
Año	9	-5887199,02
Año	10	-5774720,35
Año	11	-5664447,14
Año	12	-5556336,16
Año	13	-5450344,99
Año	14	-5346432,09
Año	15	-5244556,69
Año	16	-5148350,05
Año	17	-5050430,6
Año	18	-4954431,14

Año	19	-4860314,02
Año	20	-4768042,33
Año	21	-4677579,89
Año	22	-4588891,23
Año	23	-4501941,56
Año	24	-4419830,12
Año	25	-4336256,81

Queda lejos de ser rentable.

3. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

La vida útil de una central undimotriz se encuentra entre 25 y 30 años. Para la consideración de la viabilidad económica se va a asimilar una vida útil de 25 años.

La única central que puede cumplir con la rentabilidad antes del periodo de vida útil es la central nearshore. No obstante, estos datos tienen que ser tomados con cautela por los múltiples factores desconocidos que han sido supuestos pero que pueden verse alterados fácilmente.

Fundamentalmente, los dos factores que tienen que ser considerados son la energía generada y el precio de electricidad.

Según estudios realizados por el Instituto Hidrológico de Cantabria, los océanos se encuentran en un periodo en el que está aumentando la altura significativa y el periodo de pico de las olas, lo que significa que también aumenta la energía que las olas transportan y, por tanto, la energía eléctrica que los convertidores de olas son capaces de generar. En consecuencia, cada año, de media, la energía generada será mayor que la anterior. La diferencia de un año para otro quizás no sea lo suficientemente grande como para que la diferencia de energía generada interanualmente sea significativa. Aun así, la diferencia de energía generada comparándola en periodos de décadas sí que puede tener un valor lo suficientemente significativo para que se pueda suponer que una central como la nearshore estudiada pueda ser más viable económica hablando.

El precio de la electricidad en el mercado mayorista ha experimentado un crecimiento en la última década. Los precios en el año 2018 (precios utilizados para realizar el estudio) han sido más caros por la sequía que limitó la producción hidroeléctrica y el parón nuclear de Francia, que supuso el aumento en los intercambios

de energía transnacionales. El cambio climático, que hace que las sequías sean más abundantes, y la necesidad de sustituir la energía eléctrica por otras fuentes más caras hace que el precio necesariamente se encarezca.

Por otra parte, la retribución a las renovables que resulta de las reformas legislativas, aprobadas a partir de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y ampliada con el Real Decreto 413/2014 y con otra serie de RD y órdenes ministeriales supuso un importante freno a la inversión y a los beneficios que recibían las renovables. Según la APPA (Asociación de Empresas de Energía Renovables) han dejado de percibir más de 600 millones de euros. El actual sistema es confuso, las previsiones de precios en las cuales se basan los cálculos son inexactas. De hecho, en 2018, el precio medio de la electricidad fue unos 16 € más caro que el estimado por el ministerio, teniendo en cuenta además, que por el hecho de ser más caro que lo estimado muy probablemente sufra una penalización.

Centrándose en la energía objeto de estudio, puesto que esta tecnología todavía está en fase de desarrollo y sólo un puñado de instalaciones en el mundo están en fase cuasi-comercial, y además, se mete en el mismo grupo para su consideración tan dispar como puede ser la mareomotriz o la de las corrientes marinas, cabe suponer que el ministerio no ha contemplado tan siquiera su implantación real, ni que pueda competir con tecnologías más maduras tales como la fotovoltaica o la eólica.

De hecho, un informe realizado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia del año 2017 indica “...para un mismo porcentaje de descuento, bien eólica, bien fotovoltaica saldrían siempre adjudicadas frente a una oferta igual de una tercera tecnología. De hecho, la presencia de esta última ITR parece únicamente instrumental.”

Por todo esto, por situarse esta tecnología en el inicio de su maduración, lo que hace que la cantidad de energía que es capaz de generar con respecto a la cantidad de energía que en teoría podría producir sea baja, y también por un sistema retributivo que incluye inseguridad a la inversión y que, directamente, contempla la generación de las olas de manera teórica pero sin previsión de que se vaya a realizar en un periodo corto de tiempo, no parece buena inversión de dinero en un periodo corto o medio de tiempo.

Trabajo de Fin de Máster

Planos

Autor

Mario Martínez Ruiz de la Torre

Tutor: Pedro José Zorzano Santamaría

MÁSTER:

Máster en Ingeniería Industrial (852M)

Escuela de Máster y Doctorado



**UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA**

AÑO ACADÉMICO: 2018/2019






Parador Nacional
"Castillo de Monterreal"

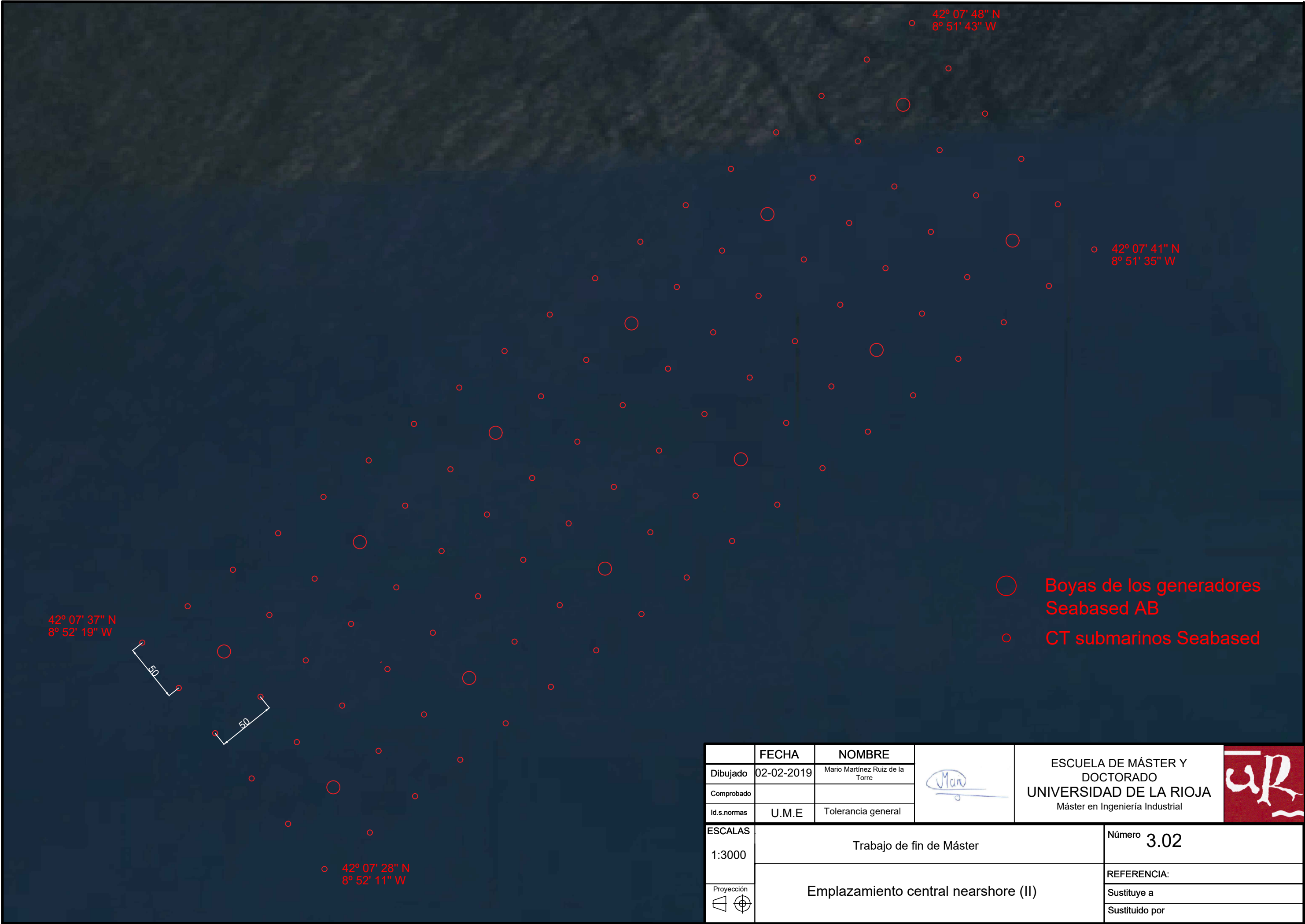
Espigón del puerto

Monterreal Club de Yates de
Baiona

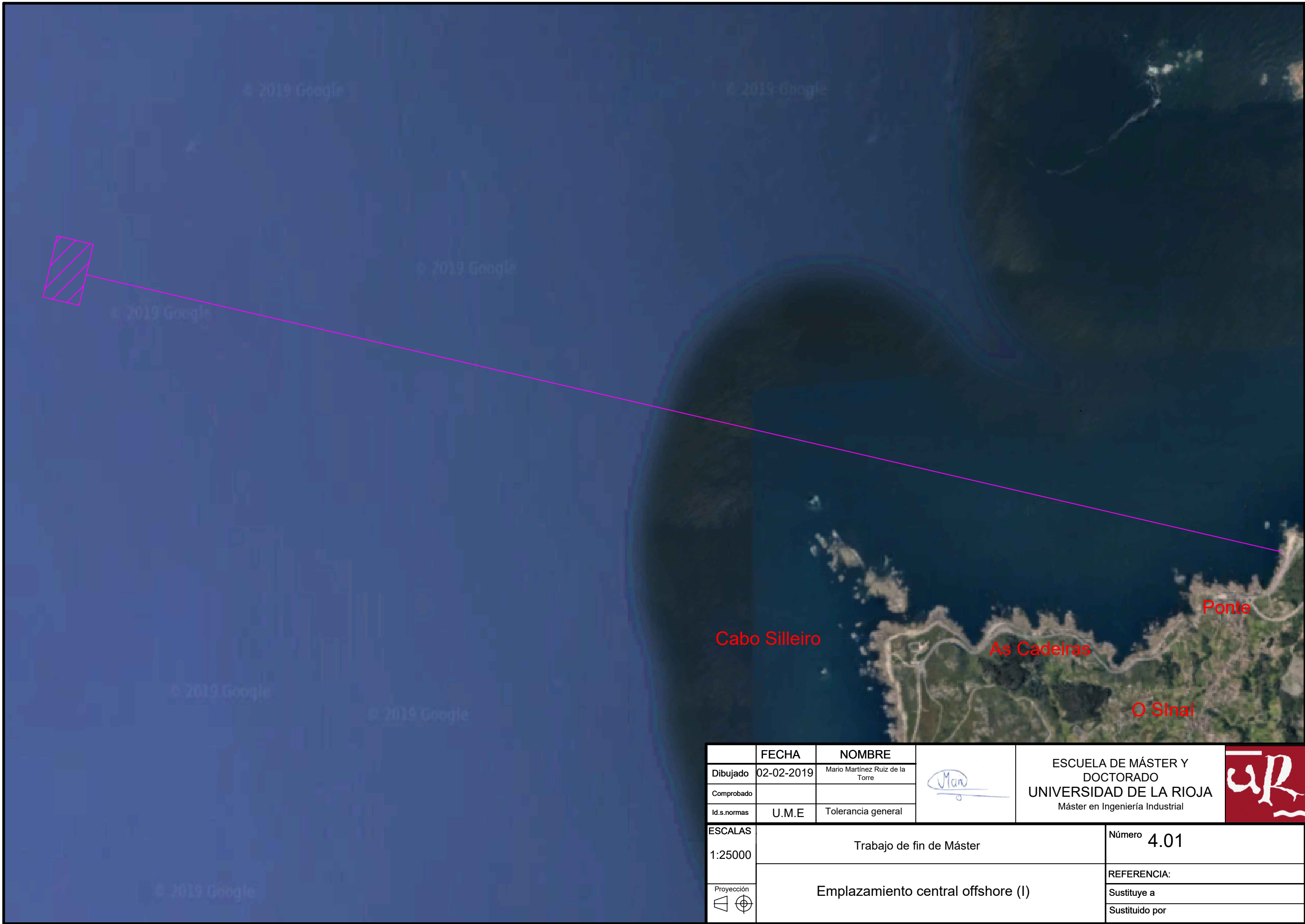
	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número	2.00
1:2500					
Proyección	Emplazamiento central onshore			REFERENCIA: P5_01	
				Sustituye a	
				Sustituido por	

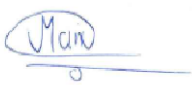




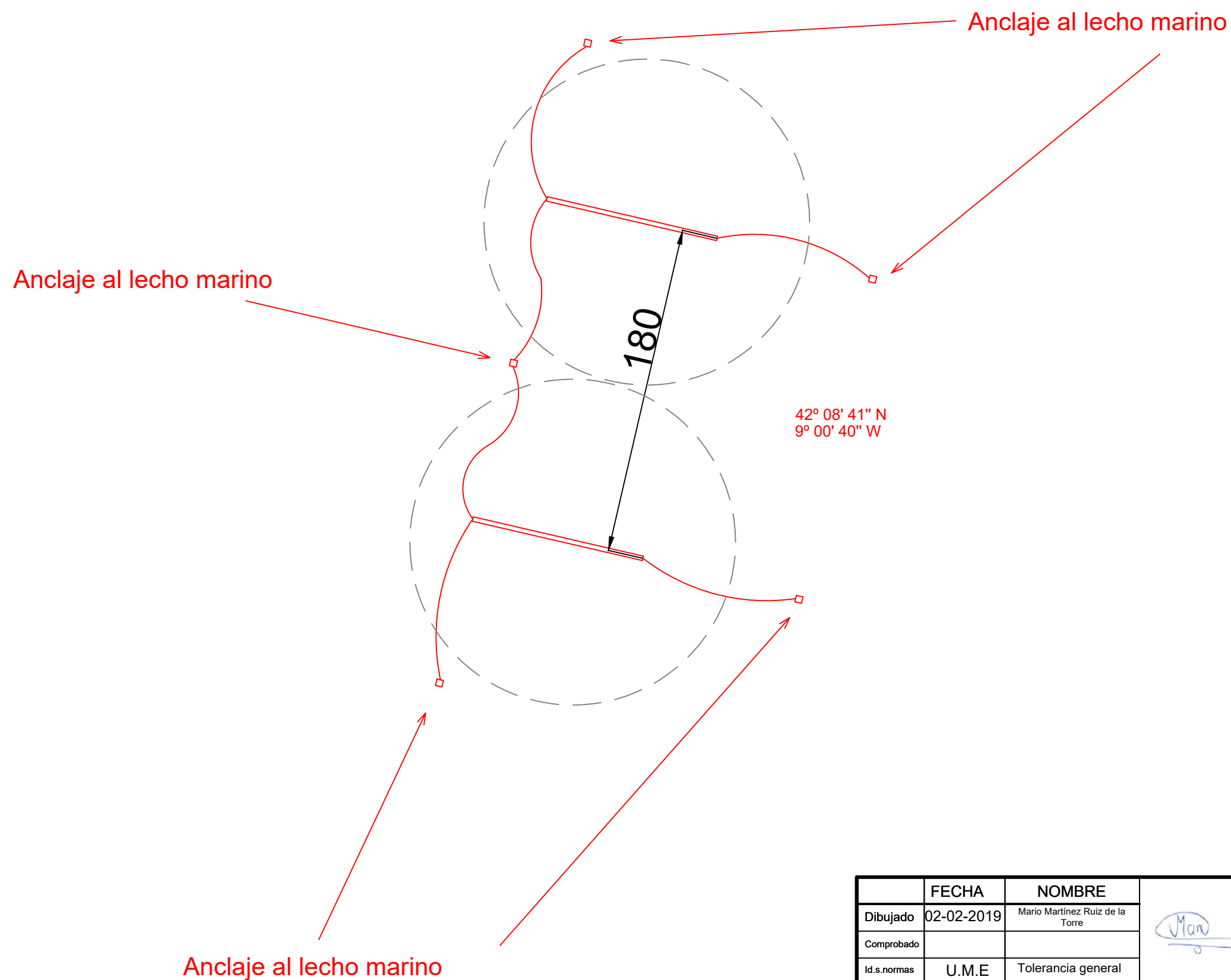
	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número	3.01
1:5000				Emplazamiento central nearshore (I)	REFERENCIA:
Proyección	Sustituye a				
	Sustituido por				






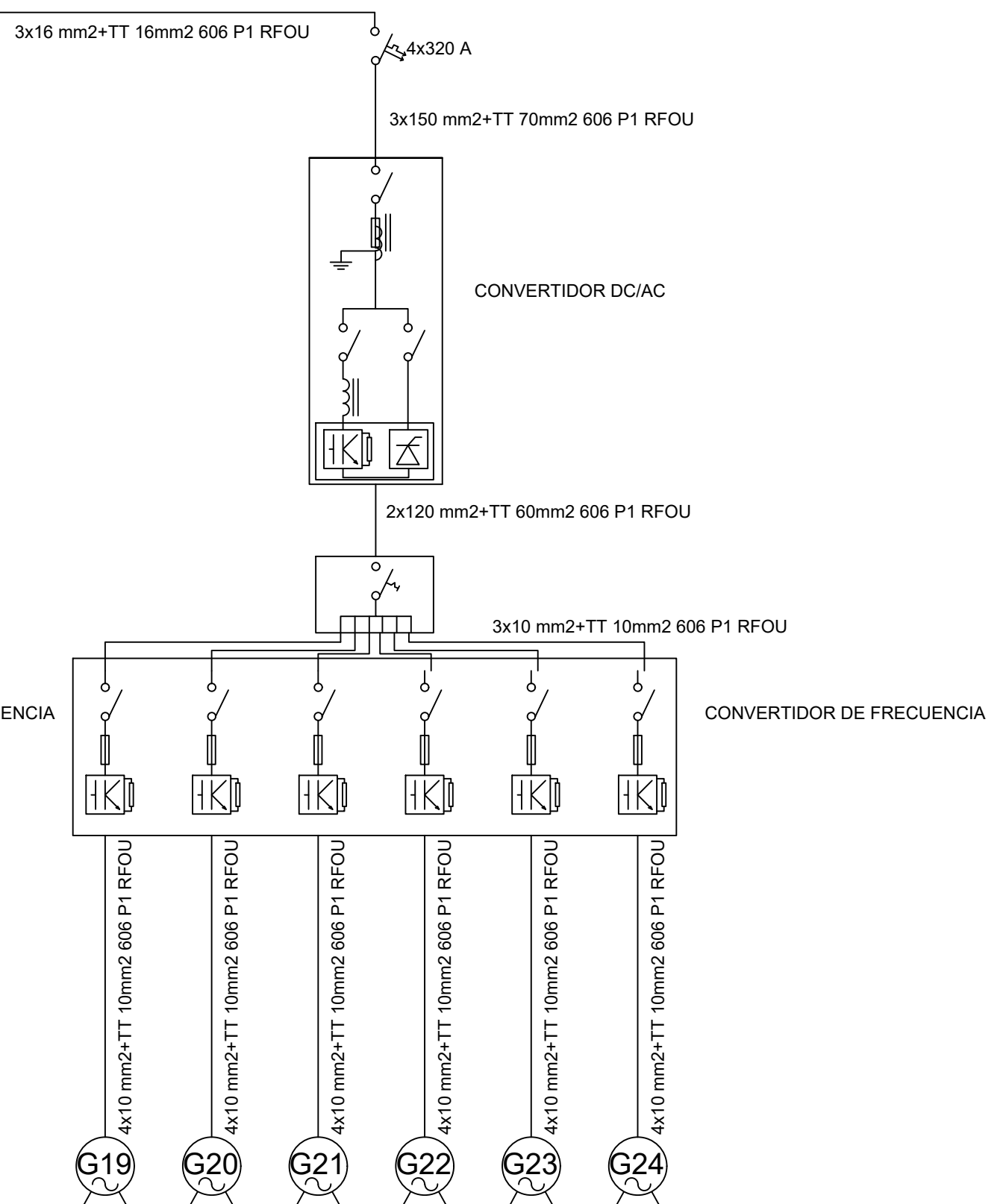
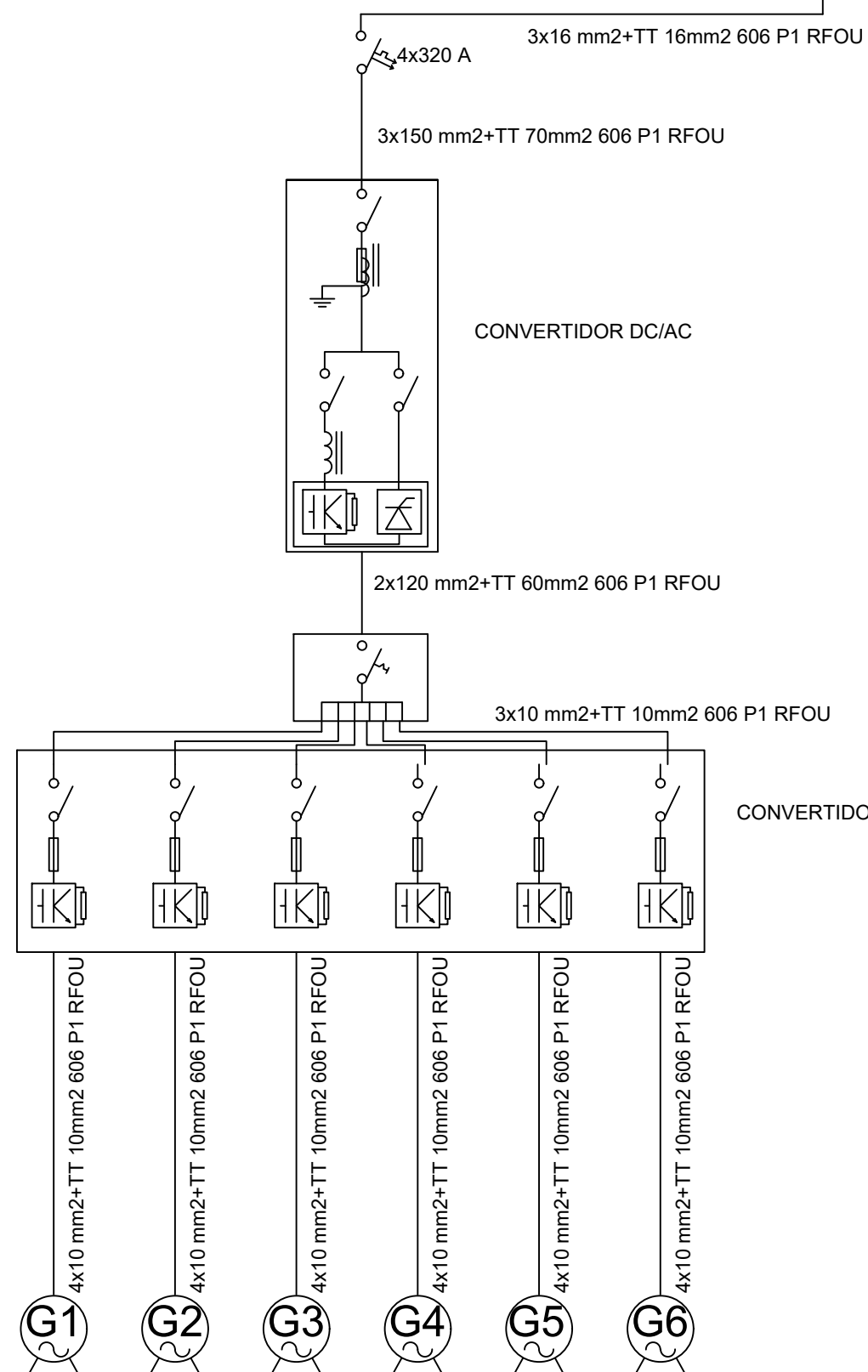
	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número	3.02
1:3000					
Proyección	Emplazamiento central nearshore (II)			REFERENCIA:	
				Sustituye a	
				Sustituido por	




	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número	4.01
1:25000				Emplazamiento central offshore (I)	
<div>Proyección</div> <div></div>	REFERENCIA:				
	Sustituye a				
				Sustituido por	

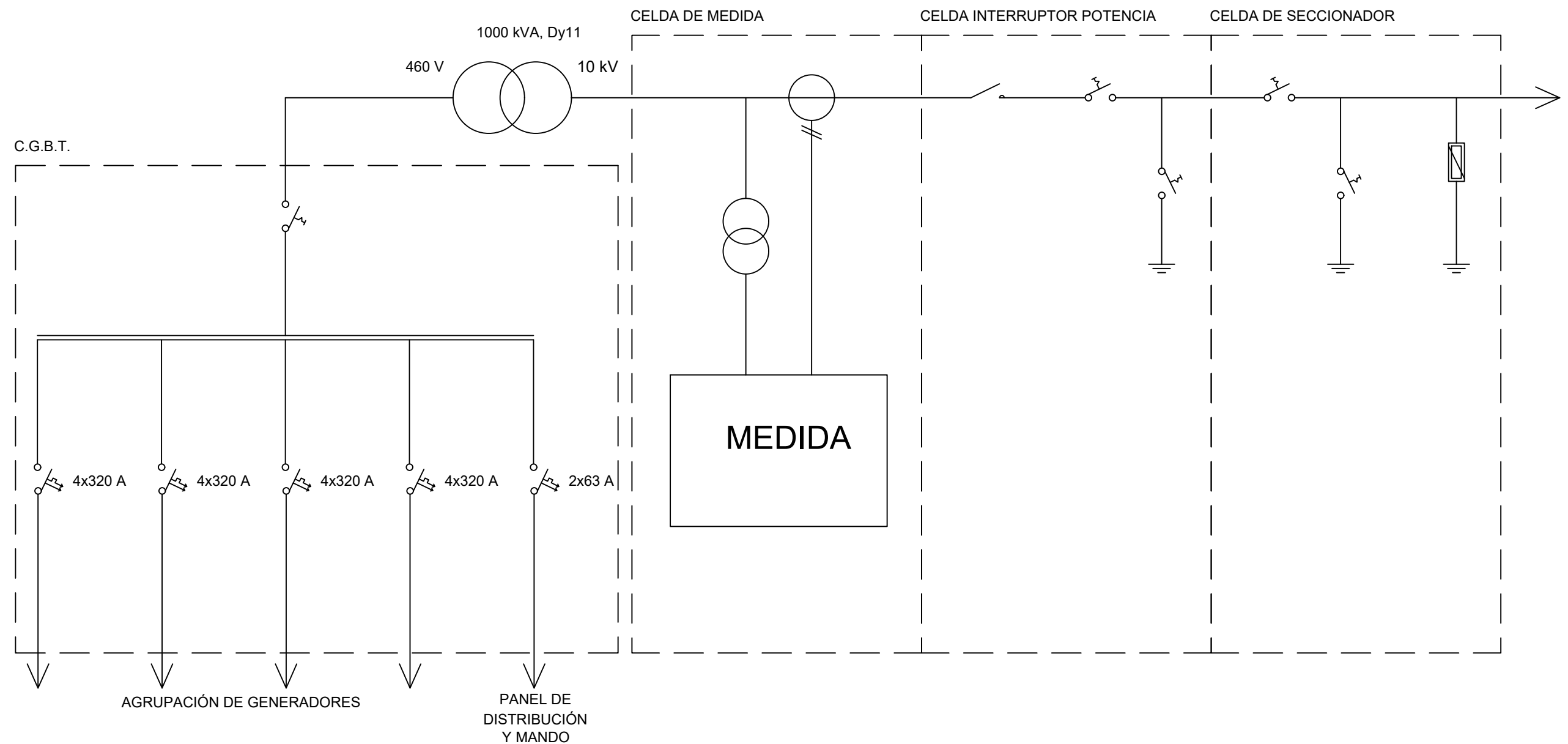




	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial		
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre				
Comprobado						
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general				
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster				Número 4.02	
1:2000					Emplazamiento central offshore (II)	REFERENCIA:
Proyección 						Sustituye a
				Sustituido por		

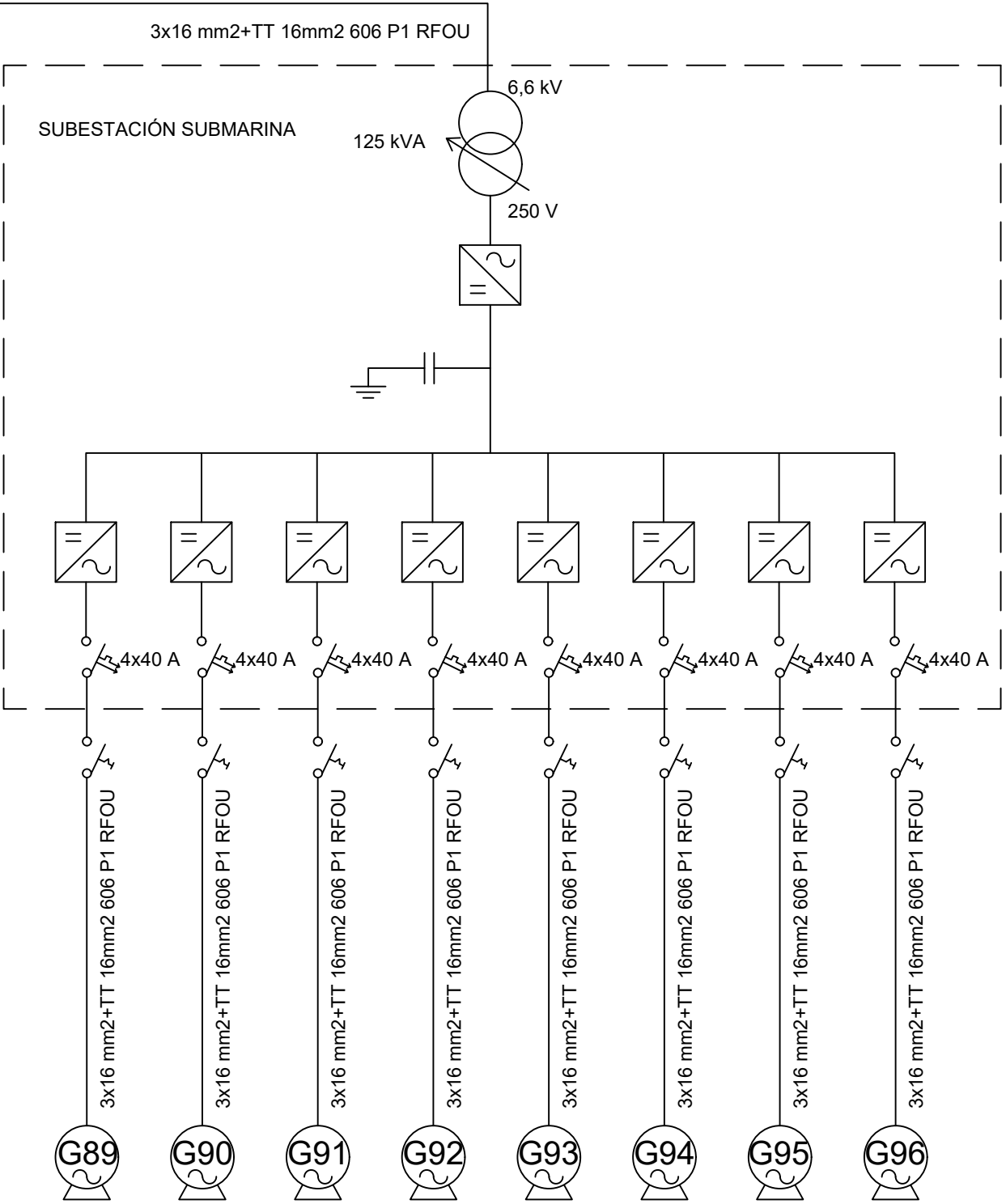
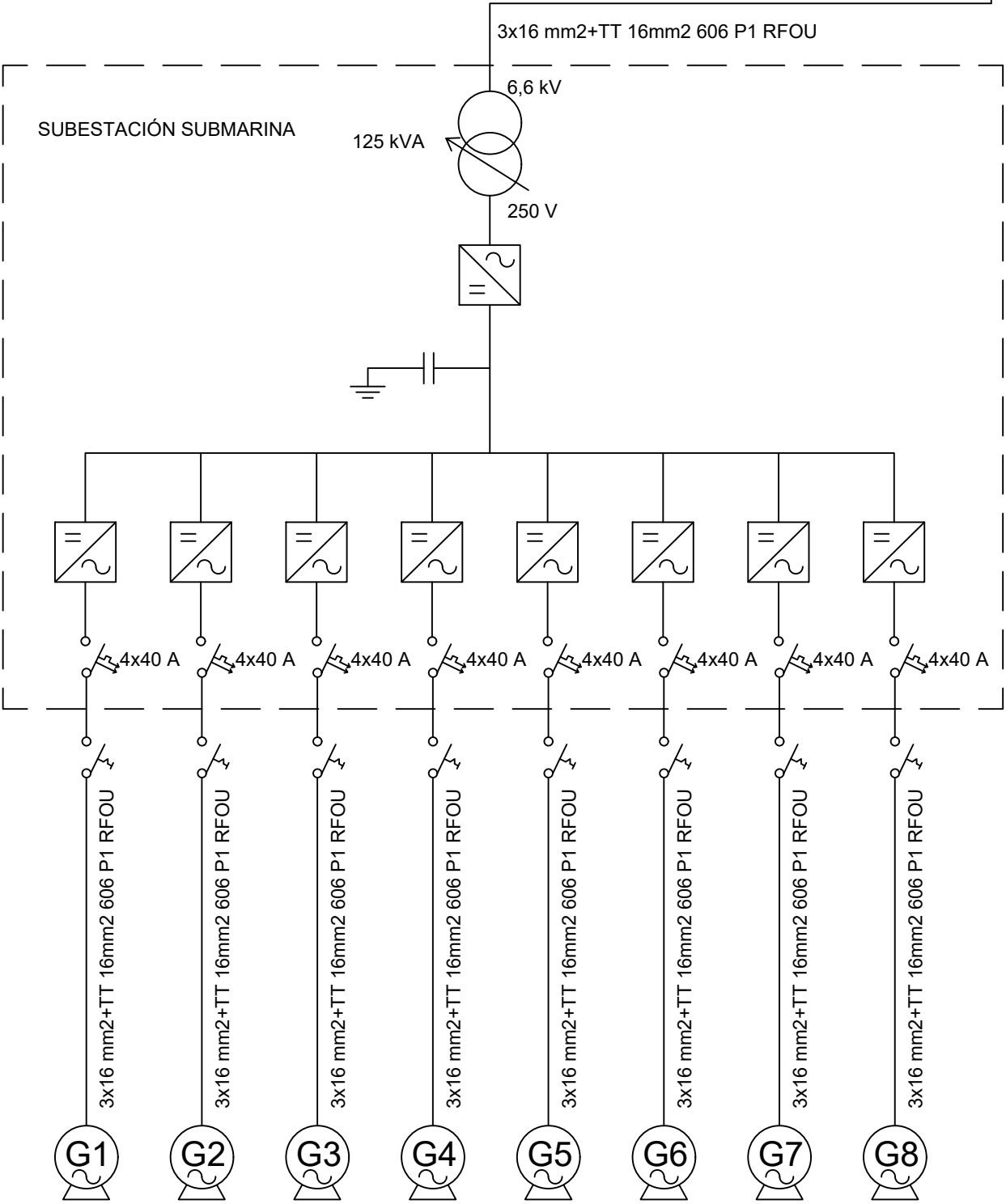


24 generadores Wells
24 convertidores de frecuencia AC/DC
6 cajas de conexión
6 convertidores DC/AC

	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número	5.01
---				REFERENCIA:	
Proyección	Esquema Unifilar Central Onshore			Sustituye a	
				Sustituido por	



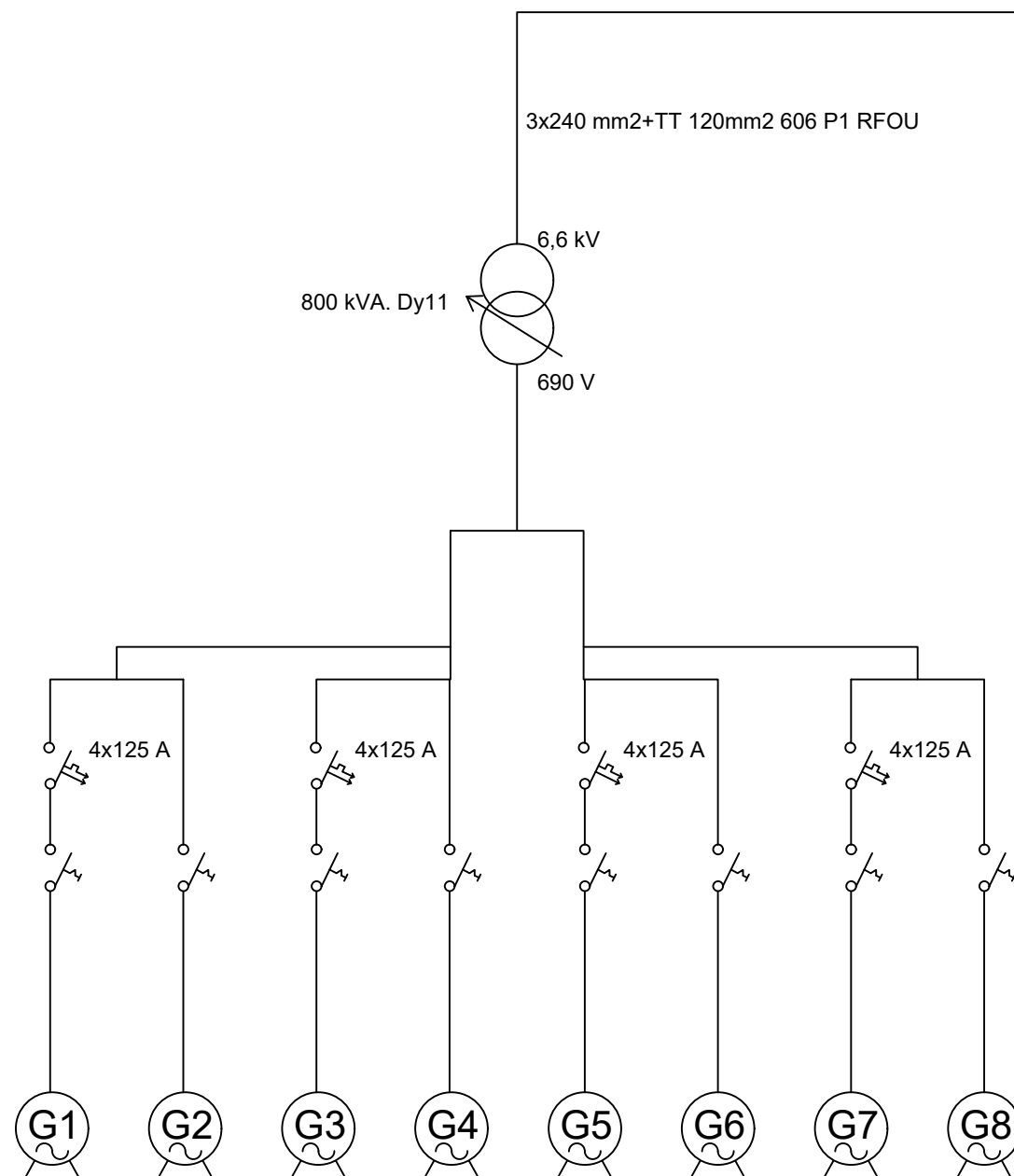
	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número 5.02	
---				REFERENCIA:	
Proyección 					
			Sustituye a		
			Sustituido por		



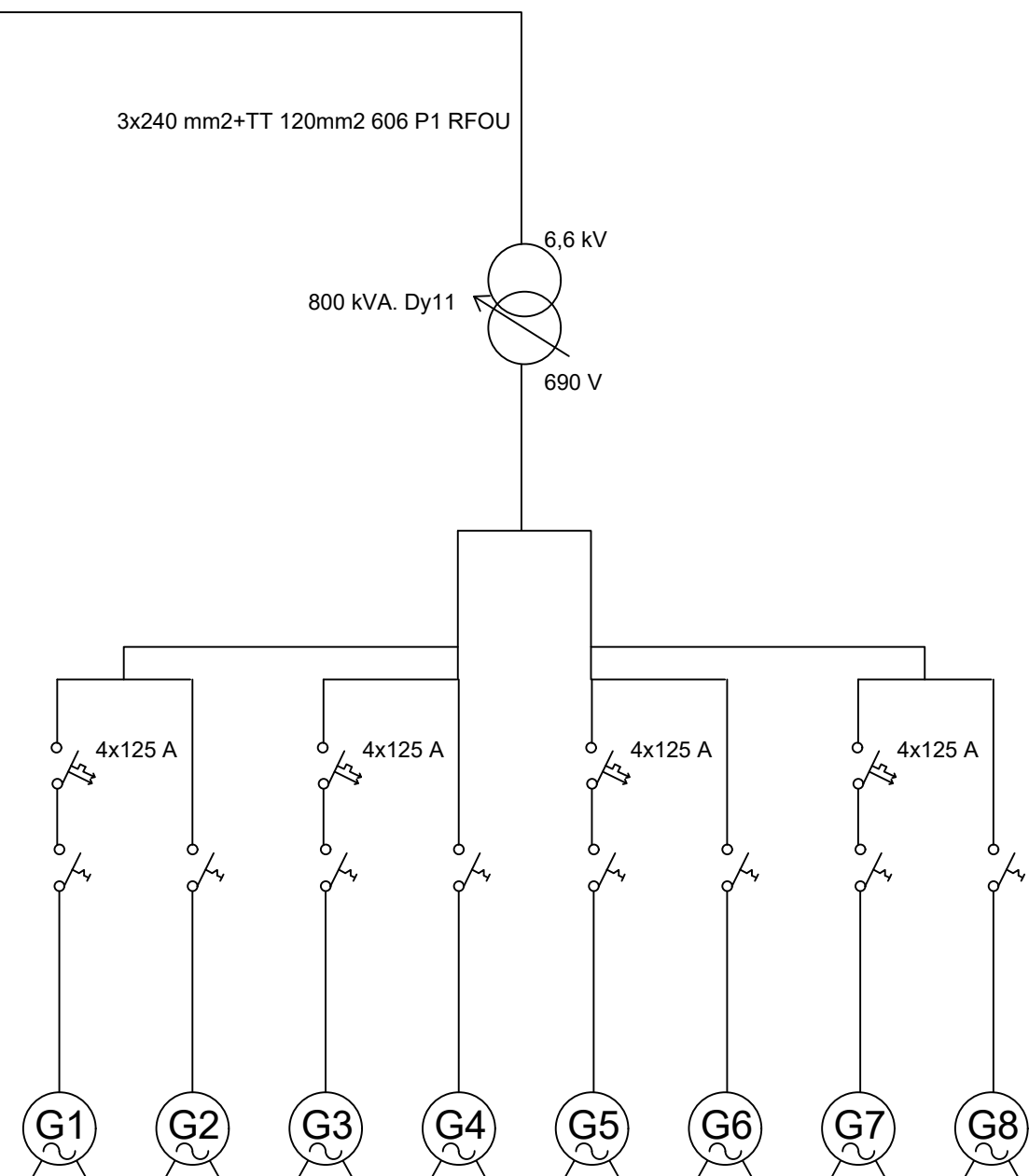
96 generadores Seabased AB
12 Transformador submarino Seabased
1 caja de conexión

	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número	6.00

Proyección	Esquema unifilar central nearshore			REFERENCIA:	
				Sustituye a	
				Sustituido por	



8 generadores, 2 generadores por módulo
4 módulos por máquina
2 máquinas Pelamis P2
2 transformadores incorporados en máquina



	FECHA	NOMBRE		ESCUELA DE MÁSTER Y DOCTORADO UNIVERSIDAD DE LA RIOJA Máster en Ingeniería Industrial	
Dibujado	02-02-2019	Mario Martínez Ruiz de la Torre			
Comprobado					
Id.s.normas	U.M.E	Tolerancia general			
ESCALAS	Trabajo de fin de Máster			Número 7.00	

<div>Proyección</div> 	Esquema unifilar central offshore			REFERENCIA:	
				Sustituye a	
				Sustituido por	